Comisión Federal de Electricidad

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN TIPO POSTE

NRF-025-CFE-2009

Se Incluye Fe de erratas publicada en el DOF el día 4 de mayo del 2010

Se Incluye “Modificación” publicada en el DOF el día 23 de abril del 2010

Se incluye Aclaración publicada en el DOF el día 18 de mayo del 2011

MÉXICO

P R E F A C I O

Esta **norma de referencia** ha sido elaborada de acuerdo con las Reglas de Operación del Comité de Normalización de CFE **(CONORCFE)** habiendo participado en la aprobación de la misma las áreas de CFE y organismos miembros del **CONORCFE**, indicados a continuación:

Cámara Nacional de la Industria de la Transformación

Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas

Centro Nacional de Control de Energía de CFE

Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas

Coordinación de Transmisión y Transformación de CFE

Dirección General de Normas

Dirección de Modernización y Cambio Estructural

Gerencia de Abastecimientos de CFE

Instituto de Investigaciones Eléctricas

Subdirección de Construcción de CFE

Subdirección de Distribución de CFE

Subdirección de Generación de CFE

La presente **norma de referencia** será actualizada y revisada tomando como base las observaciones que se deriven de la aplicación de la misma, en el ámbito de CFE. Dichas observaciones deben enviarse a la **Gerencia de LAPEM**, quien por medio de su Departamento de Normalización y Metrología, coordinará la revisión.

Esta **norma de referencia** revisa y sustituye a los documentos normalizados CFE, relacionados con transformadores de distribución tipo poste (NRF-025-2002), que se hayan publicado.

La entrada en vigor de esta norma de referencia será de 60 días después de la publicación de su declaratoria de vigencia en el Diario Oficial de la Federación.

NOTA: Esta norma de referencia es vigente desde el 01 de febrero del 2010.

	Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 03 de diciembre del 2009	Segunda Edición

C O N T E N I D O

1 OBJETIVO 1

2 CAMPO DE APLICACIÓN 1

3 REFERENCIAS 1

4 ESPECIFICACIONES 2

4.1 Generalidades (Características y Condiciones Generales) 2

4.2 Condiciones de Operación 3

5 CONTROL DE CALIDAD 4

5.1 Pruebas de Prototipo 4

5.2 Pruebas de Aceptación 4

5.3 Inspección y Muestreo 5

6 MARCADO 5

6.1 Placa de Datos del Transformador 5

6.2 Placa de Datos del Interruptor y del Fusible de Expulsión 5

7 EMPAQUE, EMBALAJE, EMBARQUE, TRANSPORTACIÓN, DESCARGA, RECEPCIÓN, ALMACENAJE Y MANEJO 5

8 BIBLIOGRAFÍA 39

9 CONCORDANCIA CON NORMAS INTERNACIONALES 40

APÉNDICE A (Normativo) EQUIPO DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR AUTOPROTEGIDO 13

APÉNDICE B (Normativo) TRANSFORMADORES AUTOPROTEGIDOS 14

APÉNDICE C (Normativo) VALORES QUE DEBE CUMPLIR EL RECUBRIMIENTO EXTERIOR DE LOS TRANSFORMADORES 20

APÉNDICE D (Normativo) COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LOS ACEROS INOXIDABLES 38

APÉNDICE E (Informativo) INFORMACIÓN TÉCNICA 41

TABLA 1 Transformadores de distribución trifásicos tipo poste 6

TABLA 2 Transformadores de distribución monofásicos tipo poste 7

TABLA 3 Transformadores de distribución monofásicos, autoprotegidos tipo poste 9

TABLA 4 Tensión máxima de designación y operación continua del apartarrayo 11

TABLA 5 Tensión máxima de descargas para impulsos 11

TABLA 6 Características del fusible ____ 11

TABLA 7 Características dieléctricas de los apartarrayos en el secundario ____ 12

TABLA 8 Máxima tensión de descarga de los apartarrayos del secundario ____ 12

TABLA 9 Valores de resistencia de aislamiento mínimos a 60 s ____ 12

TABLA 10 Valores de factor de potencia máximos ____ 12

1 OBJETIVO

Establecer los requerimientos funcionales adicionales, que deben cumplir los transformadores de distribución tipo poste que adquiere la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

2 CAMPO DE APLICACIÓN

Aplica a transformadores autoenfriados en aceite, tanque sellado, trifásicos, monofásicos y monofásicos autoprotegidos. Se incluyen los de tipo costa.

3 REFERENCIAS

Para la correcta utilización de esta norma de referencia, es necesario aplicar las siguientes normas o las que las substituyan:

NOM-002-SEDE-1999	Requisitos de Seguridad y Eficiencia Energética para Transformadores de Distribución.
NOM-008-SCFI-2002	Sistema General de Unidades de Medida.
NMX-J-116-ANCE-2005	Transformadores de Distribución Tipo Poste y Tipo Subestación - Especificaciones.
NMX-J-123-ANCE-2008	Aceites Minerales Aislantes para Transformadores – Especificaciones, Muestreo y Métodos de Prueba.
NMX-J-169-ANCE-2004	Transformadores y Autotransformadores de Distribución y Potencia - Métodos de Prueba.
NMX-J-234-ANCE-2001	Aisladores - Boquillas de Porcelana de Alta y Baja Tensión para Equipo de Distribución, Servicio Exterior e Interior - Especificaciones.
NMX-J-409-ANCE-2003	Transformadores - Guía de Carga de Transformadores de Distribución y Potencia Sumergidos en Aceite.
NMX-J-561-ANCE-2004	Pruebas de Contaminación Artificial en Aisladores para Alta Tensión Utilizados en Sistemas de Corriente Alterna.
NRF-002-CFE-2000	Manuales Técnicos.
NRF-008-CFE-2000	Boquillas de Porcelana para Equipo de Distribución con Tensiones de Operación de 38 kV y Menores.

4 ESPECIFICACIONES

4.1 Generaliades (Características y Condiciones Generales)

Los transformadores de distribución tipo poste, deben cumplir con lo indicado en las normas NOM-002-SEDE, NMX-J-116-ANCE y lo que se indique en la presente norma de referencia para todos los trámites relacionados con los mismos.

Cualquier alternativa o mejora tecnológica que no afecte la operación normal del transformador, deben ser evaluadas por el área usuaria de la Comisión para su aceptación.

Los transformadores de distribución tipo poste monofásicos y trifásicos a los que se refiere esta norma de referencia son descritos en las tablas 1, 2 y 3.

El fabricante es el responsable del cumplimiento de las normas aplicables al transformador y a todos sus accesorios como una sola unidad.

4.1.1 Requerimientos de fabricación

4.1.1.1 Requerimientos del tanque

Para el transformador tipo normal debe ser de acero al carbón y para el tipo costa deben ser de acero inoxidable grado 304 ó 409 de acuerdo a lo indicado en el Apéndice E.

4.1.1.1.1 Tornillos para bridas

Deben ser de acero inoxidable grado A2 o A4 y cumplir con lo descrito en el Apéndice E.

4.1.1.1.2 Protección de boquillas del secundario

El bastidor para la protección de boquillas de baja tensión debe cumplir con la norma NMX-J-116-ANCE.

4.1.1.1.3 Leyendas y símbolos en el tanque

Se deben indicar los datos siguientes:

a) Símbolo de tierra arriba o en un costado del conectador del tanque a tierra.

b) No operar la válvula de alivio.

c) Restablecer la palanca del interruptor después de operar.

d) Para los transformadores tipo costa se debe estarcir la leyenda “A. INOXIDABLE”, debajo de los kVA.

4.1.1.2 Recubrimiento anticorrosivo y color

4.1.1.2.1 Exterior

El tanque del transformador debe tener un recubrimiento que lo proteja al menos 5 años sin mantenimiento contra la corrosión el cual a su vez, debe cumplir con los valores indicados en la tabla D.1 del Apéndice D.

El color debe ser arena o gris que cumpla con los valores indicados en el Apéndice D, de esta norma de referencia.

4.1.1.2.2 Interior

Debe ser de color claro o del mismo color del exterior y que no afecte las características del líquido aislante.

Las superficies internas del tanque, antes de recubrirse se deben someter a un proceso de preparación de superficie.

4.1.1.3 Vida útil esperada

Los transformadores deben ser diseñados y fabricados para alcanzar una vida útil esperada de cuando menos 20 años bajo las condiciones de operación de acuerdo a las normas NMX-J-116-ANCE y NMX-J-409.

4.1.2 Aceite y accesorios

4.1.2.1 Aceite

El proveedor debe suministrar los transformadores con las características descritas en la norma NMX-J-123-ANCE y con una tensión de ruptura dieléctrica con electrodos planos (2,54 mm) de 40 kV mínimo después del acondicionamiento y antes del llenado, y de 30 kV mínimo después del llenado y antes de energizar el transformador.

4.1.2.2 Boquillas

Deben cumplir con las normas NMX-J-234-ANCE y la NRF-008-CFE.

4.1.2.3 Diámetro de entrada en conectadores de boquillas

Se debe cumplir con la norma NMX-J-116-ANCE.

4.1.2.4 Válvula de drenaje y/o muestreo y niple

La válvula de drenaje y/o muestreo así como el niple para prueba de hermeticidad, se indica en las **Características Particulares** cuando se requieran.

4.1.3 Características eléctricas

4.1.3.1 Conexiones de los devanados

Para el caso de los transformadores trifásicos, el devanado primario se debe conectar en delta (Δ) y el devanado secundario en estrella (Y).

4.1.3.2 Conexión del núcleo

El núcleo debe quedar conectado a tierra en un solo punto por medio de una lámina de cobre, aluminio o del mismo acero al silicio.

4.1.4 Soportes para Colgar

La CFE acepta soportes con otras configuraciones geométricas siempre y cuando cumplan con la resistencia mecánica para soportar la masa del transformador y manteniendo las distancias eléctricas.

4.2 Condiciones de Operación

4.2.1 Altitud

Los transformadores de distribución tipo poste considerados en esta norma de referencia deben ser fabricados para operar a una altitud mínima de 2 300 m.

4.2.2 Elevación de temperatura

Todos los transformadores tipo normal y costa objeto de esta norma de referencia deben ser para una elevación de temperatura promedio de los devanados de 65 °C.

4.2.2.1 Tipos de transformadores

Tipo	Características y Requerimientos
Normal	65 °C de elevación de temperatura y tanque de acero al carbón.
Costa	65 °C de elevación de temperatura y tanque, tapa, radiadores y accesorios metálicos de acero inoxidable y Boquillas para Zonas de contaminación.

NOTA: De requerirse instalar transformadores en zonas de climas cálidos, la elevación de temperatura promedio de los devanados debe ser de 55 °C, con capacidad térmica de los aislamientos de 65 °C, indicando este requerimiento en las características particulares (Apéndice A).

Zonas de Climas Cálidos: Donde la temperatura máxima del ambiente excede de 40 °C y la temperatura promedio del ambiente durante cualquier periodo de 24 h excede de 30 °C.

5 CONTROL DE CALIDAD

Los transformadores deben cumplir con las pruebas prototipo, rutina y aceptación que se indican en esta norma de referencia.

El control de calidad debe ser supervisado por la CFE representada por el LAPEM , o la persona física o moral que este último designe.

En la inspección de recibo se aceptan con cargo de penalización, todos los transformadores con pérdidas mayores a los valores de garantía, siempre y cuando no rebasen los valores límites establecidos en la norma NOM-002-SEDE y tolerancias establecidas en las normas NMX-J-116-ANCE.

5.1 Pruebas de Prototipo

Con cada nuevo prototipo se deben realizar las pruebas indicadas para tal efecto en la norma NMX-J-116-ANCE y de acuerdo con los métodos indicados en la NMX-J-169-ANCE.

Las pruebas prototipo se pueden llevar a cabo sobre un transformador tipo normal y posteriormente realizar las pruebas de rutina en las versiones autoprotegido y/o tipo costa del mismo modelo de transformador. Si el tipo normal no cumple con la elevación de temperatura para tipo costa, al prototipo tipo costa se debe realizar la prueba de elevación de temperatura, con lo cual se aprueban estos modelos en sus versiones, además de los parcialmente autoprotegidos.

5.2 Pruebas de Aceptación

Las pruebas de aceptación son las de rutina y son las indicadas en la norma NMX-J-116-ANCE y las consideradas adicionales por esta norma de referencia.

La prueba de resistencia de aislamiento y factor de potencia deben cumplir con los valores indicados en las tablas 9 y 10 respectivamente.

Las pruebas de rigidez dieléctrica del líquido aislante, resistencia óhmica de devanados, resistencia de aislamiento y factor de potencia de los aislamientos pueden ser realizadas por muestreo en la producción. Para efectos de inspección se deben realizar al 100 % de la muestra seleccionada.

5.3 Inspección y Muestreo

5.3.1 Inspección de transformadores

La inspección y el muestreo de los transformadores que se deben someter a pruebas de aceptación, se hace de acuerdo a lo establecido en la referencia [4] del capitulo de bibliografía de esta norma de referencia.

El fabricante debe entregar los informes de resultados de prueba de rutina.

6 MARCADO

6.1 Placa de Datos del Transformador

El método de grabado de los datos de placa es a opción del fabricante con los datos legibles, que establece la norma NMX-J-116-ANCE y los siguientes:

a) Logotipo de CFE.

b) Número de contrato o pedido.

6.2 Placa de Datos del Interruptor y del Fusible de Expulsión

La placa con las características del interruptor y del fusible debe ser del mismo material grabada, y fijada de la misma forma como la placa que indica las características nominales del transformador. Su forma y dimensiones deben ser similares.

Esta placa debe tener grabada, toda la información correspondiente al interruptor y fusible que tenga instalado el transformador correspondiente. Esta información comprende al menos lo siguiente:

a) Nombre del equipo.

b) Marca.

c) Tipo o número de catálogo.

Se acepta que estos datos se incluyan en la placa de datos del transformador.

7 EMPAQUE, EMBALAJE, EMBARQUE, TRANSPORTACIÓN, DESCARGA, RECEPCIÓN, ALMACENAJE Y MANEJO

Los transformadores se deben de entregar protegidos contra manejo rudo, para evitar deterioro o maltrato por choques o fricciones entre equipos.

A menos que otra cosa se especifique, esta protección debe consistir de una plataforma de preferencia de madera u otro material similar en resistencia mecánica y adecuado para el transporte entre el trayecto desde la fábrica hasta su instalación final.

Las dimensiones de la plataforma deben ser como mínimo 50 mm mayor por lado que las dimensiones del área proyectada del transformador.

Se debe cumplir con la norma NMX-J-116-ANCE.

TABLA 1 – Transformadores de distribución trifásicos tipo poste

Capacidad nominal (kVA)	Tensiones nominales (V)	Clave / descripción corta			
		Clave R3/ MY SAP	Tipo normal	Clave R3/ MY SAP	Tipo costa
Nivel básico de aislamiento al impulso 95 kV					
15	13200-220 Y/127	K18FAGK2A0	D3- 15 – 13200-220 Y/127	K18FAGK2A4	DC3- 15 – 13200-220 Y/127
30	13200-220 Y/127	K1DFAGK2A0	D3- 30 – 13200-220 Y/127	K1DFAGK2A4	DC3- 30 – 13200-220 Y/127
45	13200-220 Y/127	K1JFAGK2A0	D3- 45 – 13200-220 Y/127	K1JFAGK2A4	DC3- 45 – 13200-220 Y/127
75	13200-220 Y/127	K1VFAGK2A0	D3- 75 – 13200-220 Y/127	K1VFAGK2A4	DC3- 75 – 13200-220 Y/127
112,5	13200-220 Y/127	K22FAGK2A0	D3- 112,5 – 13200-220 Y/127	K22FAGK2A4	DC3- 112,5 – 13200-220 Y/127
150	13200-220 Y/127	K24FAGK2A0	D3- 150 – 13200-220 Y/127	K24FAGK2A4	DC3- 150 – 13200-220 Y/127
Nivel básico de aislamiento al impulso 150 kV					
15	23000 – 220 Y/127	K18NRGN2A0	D3- 15-23000 –220 Y/127	(No aplica)	
30	23000 – 220 Y/127	K1DNRGN2A0	D3- 30-23000 –220 Y/127		
45	23000 – 220 Y/127	K1JNRGN2A0	D3- 45-23000 –220 Y/127		
75	23000 – 220 Y/127	K1VNRGN2A0	D3- 75-23000 –220 Y/127		
112,5	23000 – 220 Y/127	K22NRGN2A0	D3- 112,5-23000 –220 Y/127		
150	23000 – 220 Y/127	K24NRGN2A0	D3- 150-23000 –220 Y/127		
225	23000 – 220 Y/127	K2CNRGN2A0	D3- 225-23000 –220 Y/127		
300	23000 – 220 Y/127	K2GNRGN2A0	D3- 300-23000 –220 Y/127		
Nivel básico de aislamiento al impulso 200 kV					
15	33000 – 220 Y/127	K18P4GK2A0	D3- 15-33000 –220 Y/127	K18P4GK2A4	DC3- 15 – 33000-220 Y/127
30	33000 – 220 Y/127	K1DP4GK2A0	D3- 30-33000 –220 Y/127	K1DP4GK2A4	DC3- 30 – 33000-220 Y/127
45	33000 – 220 Y/127	K1JP4GK2A0	D3- 45-33000 –220 Y/127	K1JP4GK2A4	DC3- 45 – 33000-220 Y/127
75	33000 – 220 Y/127	K1VP4GK2A0	D3- 75-33000 –220 Y/127		DC3- 75 – 33000-220 Y/127
112,5	33000 – 220 Y/127	K22P4GK2A0	D3- 112,5-33000 –220 Y/127	K22P4GK2A4	DC3- 112,5 – 33000-220 Y/127
150	33000 – 220 Y/127	K24P4GK2A0	D3- 150-33000 –220 Y/127	K24P4GK2A4	DC3- 150 – 33000-220 Y/127

NOTA:

3 = Trifásico
D = Distribución
C = Tipo costa

Se recomienda utilizar preferentemente las capacidades de (15), (30), (45) y (75) kVA.

TABLA 2 – Transformadores de distribución monofásicos tipo poste

Capacidad nominal (kVA)	Tensiones nominales (V)	Clave / descripción corta			
		Clave R3/ MY SAP	**Tipo normal**	**Clave** R3/ MY SAP	**Tipo costa**
Nivel básico de aislamiento al impulso 95 kV					
10	13200 YT/7620-120/240	K17GMBK2A0	D1- 10 – 13200 YT/7620 –120/240	K17GMBN2A4	DC1- 10 – 13200 YT/7620 –120/240
15	13200 YT/7620-120/240	K18GMBK2A0	D1- 15 – 13200 YT/7620 –120/240	K18GMBN2A4	DC1- 15 – 13200 YT/7620 –120/240
25	13200 YT/7620-120/240	K1BGMBK2A0	D1- 25 – 13200 YT/7620 –120/240	K1BGMBN2A4	DC1- 25 – 13200 YT/7620 –120/240
37,5	13200 YT/7620-120/240	K1FGMBK2A0	D1- 37,5 – 13200 YT/7620 –120/240	K1FGMBN2A4	DC1- 37,5 – 13200 YT/7620 –120/240
50	13200 YT/7620-120/240	K1LGMBK2A0	D1- 50 – 13200 YT/7620 –120/240	K1LGMBN2A4	DC1- 50 – 13200 YT/7620 –120/240
75	13200 YT/7620-120/240	K1VGMBK2A0	D1- 75 – 13200 YT/7620 –120/240	K1VGMBN2A4	DC1- 75 – 13200 YT/7620 –120/240
100	13200 YT/7620-120/240	K20GMBN2A0	D1- 100 – 13200 YT/7620 –120/240	K20GMBN2A4	DC1- 100 – 13200 YT/7620 –120/240
167	13200 YT/7620-120/240	K26GMBN2A0	D1- 167 – 13200 YT/7620 –120/240	K26GMBN2A4	DC1- 167 – 13200 YT/7620 –120/240
Nivel básico de aislamiento al impulso 95 kV					
10	13200 – 120/240	K17F3BN2A0	D1- 10 – 13200 –120/240	K17F3BN2A4	DC1- 10 – 13200 –120/240
15	13200 – 120/240	K18F3BN2A0	D1- 15 – 13200 –120/240	K18F3BN2A4	DC1- 15 – 13200 –120/240
25	13200 – 120/240	K1BF3BN2A0	D1- 25 – 13200 –120/240	K1BF3BN2A4	DC1- 25 – 13200 –120/240
37,5	13200 – 120/240	K1FF3BN2A0	D1- 37,5 – 13200 –120/240	K1FF3BN2A4	DC1- 37,5 – 13200 –120/240
50	13200 – 120/240	K1LF3BN2A0	D1- 50 – 13200 –120/240	K1LF3BN2A4	DC1- 50 – 13200 –120/240
75	13200 – 120/240	K1VF3BN2A0	D1- 75 – 13200 –120/240	K1VF3BN2A4	DC1- 75 – 13200 –120/240
100	13200 – 120/240	K20F3BN2A0	D1- 100 – 13200 –120/240	K20F3BN2A4	DC1- 100 – 13200 –120/240
167	13200 – 120/240	K26F3BN2A0	D1- 167 – 13200 –120/240	K26F3BN2A4	DC1- 167 – 13200 –120/240
Nivel básico de aislamiento al impulso 125 kV					
10	22860YT/13200–120/240	K17ZGBN2A0	D1- 10 – 22860YT/13200–120/240	K17ZGBN2A4	DC1- 10 – 22860YT/13200 –120/240
15	22860YT/13200–120/240	K18ZGBN2A0	D1- 15 – 22860YT/13200–120/240	K18ZGBN2A4	DC1- 15 – 22860YT/13200 –120/240
25	22860YT/13200–120/240	K1BZGBN2A0	D1- 25 – 22860YT/13200–120/240	K1BZGBN2A4	DC1- 25 – 22860YT/13200 –120/240
37,5	22860YT/13200–120/240	K1FZGBN2A0	D1- 37,5 – 22860YT/13200–120/240	K1FZGBN2A4	DC1- 37,5 – 22860YT/13200 –120/240
50	22860YT/13200–120/240	K1LZGBN2A0	D1- 50 – 22860YT/13200–120/240	K1LZGBN2A4	DC1- 50 – 22860YT/13200 –120/240
75	22860YT/13200–120/240	K1VZGBN2A0	D1- 75 – 22860YT/13200–120/240	K1VZGBN2A4	DC1- 75 – 22860YT/13200 –120/240
100	22860YT/13200–120/240	K20ZGBN2A0	D1- 100 – 22860YT/13200–120/240	K20ZGBN2A4	DC1- 100 – 22860YT/13200 –120/240
167	22860YT/13200–120/240	K26ZGBN2A0	D1- 167 – 22860YT/13200–120/240	K26ZGBN2A4	DC1- 167 – 22860YT/13200 –120/240

continúa . . .

. . . continuación

Capacidad nominal (kVA)	Tensiones nominales (V)	Clave / descripción corta			
		Clave R3/ MY SAP	Tipo normal	Clave R3/ MY SAP	Tipo costa
Nivel básico de aislamiento al impulso 150 kV					
10	23000 -120/240	K17KYBK2A0	D1- 10 – 23000- 120/240		
15	23000 -120/240	K18KYBK2A0	D1- 15 – 23000- 120/240		
25	23000 -120/240	K1BKYBK2A0	D1- 25 – 23000- 120/240		
37,5	23000 -120/240	K1FKYBK2A0	D1- 37,5 – 23000- 120/240		
50	23000 -120/240	K1LKYBK2A0	D1- 50 – 23000- 120/240		
75	23000 -120/240		D1- 75 – 23000- 120/240		
100	23000 -120/240	K20KYBN2A0	D1- 100 – 23000- 120/240		
167	23000 -120/240	K26KYBK2A0	D1- 167 – 23000- 120/240		
Nivel básico de aislamiento al impulso 150 kV					
10	33000YT/19050-120/240	K17PHBN2A0	D1- 10 – 33000YT/19050-120/240	K17PHBN2A4	DC1- 10 – 33000YT/19050-120/240
15	33000YT/19050-120/240	K18PHBN2A0	D1- 15 – 33000YT/19050-120/240	K18PHBN2A4	DC1- 15 – 33000YT/19050-120/240
25	33000YT/19050-120/240	K1BPHBN2A0	D1- 25 – 33000YT/19050-120/240	K1BPHBN2A4	DC1- 25 – 33000YT/19050-120/240
37,5	33000YT/19050-120/240	K1FPHBK2A0	D1- 37,5 – 33000YT/19050-120/240	K1FPHBN2A4	DC1- 37,5 – 33000YT/19050-120/240
50	33000YT/19050-120/240	K1LPHBN2A0	D1- 50 – 33000YT/19050-120/240	K1LPHBN2A4	DC1- 50 – 33000YT/19050-120/240
75	33000YT/19050-120/240	K1VPHBN2A0	D1- 75 – 33000YT/19050-120/240	K1VPHBN2A4	DC1- 75 – 33000YT/19050-120/240
100	33000YT/19050-120/240	K20PHBN2A0	D1- 100 – 33000YT/19050-120/240	K20PHBN2A4	DC1- 100 – 33000YT/19050-120/240
167	33000YT/19050-120/240	K26PHBN2A0	D1- 167 – 33000YT/19050-120/240	K26PHBN2A4	DC1- 167 – 33000YT/19050-120/240
Nivel básico de aislamiento al impulso 200 kV					
10	33000 – 120/240	K17P2BN2A0	D1- 10 – 33000–120/240	K17P2BN2A4	DC1- 10 – 33000–120/240
15	33000 – 120/240	K18P2BN2A0	D1- 15 – 33000–120/240	K18P2BN2A4	DC1- 15 – 33000–120/240
25	33000 – 120/240	K1BP2BN2A0	D1- 25 – 33000–120/240	K1BP2BN2A4	DC1- 25 – 33000–120/240
37,5	33000 – 120/240	K1FP2BN2A0	D1- 37,5 – 33000–120/240	K1FP2BN2A4	DC1- 37,5 – 33000–120/240
50	33000 – 120/240	K1LP2BN2A0	D1- 50 – 33000–120/240	K1LP2BN2A4	DC1- 50 – 33000–120/240
75	33000 – 120/240	K1VP2BN2A0	D1- 75 – 33000–120/240	K1VP2BN2A4	DC1- 75 – 33000–120/240
100	33000 – 120/240	K20P2BN2A0	D1- 100 – 33000–120/240	K20P2BN2A4	DC1- 100 – 33000–120/240
167	33000 – 120/240	K26P2BN2A0	D1- 167 – 33000–120/240	K26P2BN2A4	DC1- 167 – 33000–120/240

NOTA:

D = Distribución
1 = Monofásico
C = Tipo costa

Se recomienda utilizar preferentemente las capacidades de (10), (15), (25), (37,5) y (50) kVA.

TABLA 3 – Transformadores de distribución monofásicos, autoprotegidos tipo poste

Capacidad nominal (kVA)	Tensiones nominales (V)	Clave / descripción corta			
		Clave R3/ MY SAP	**Tipo normal autoprotegido**	**Clave** R3/ MY SAP	**Tipo costa autoprotegido**
Nivel básico de aislamiento al impulso 95 kV					
10	13200YT/7620 – 120/240	K17GMBN2A7	DA1-10-13200YT/7620-120/240	K17GMBN2A8	DAC1-10-13200YT/7620-120/240
15	13200YT/7620 – 120/240	K18GMBN2A7	DA1-15-13200YT/7620-120/240	K18GMBN2A8	DAC1-15-13200YT/7620-120/240
25	13200YT/7620 – 120/240	K1BGMBN2A7	DA1-25-13200YT/7620-120/240	K1BGMBN2A8	DAC1-25-13200YT/7620-120/240
37,5	13200YT/7620 – 120/240	K1FGMBN2A7	DA1-37,5-13200YT/7620-120/240	K1FGMBN2A8	DAC1-37,5-13200YT/7620-120/240
50	13200YT/7620 – 120/240	K1LGMBN2A7	DA1-50-13200YT/7620-120/240	K1LGMBN2A8	DAC1-50-13200YT/7620-120/240
Nivel básico de aislamiento al impulso 95 kV					
10	13200 – 120/240	K17F3BN2A7	DA1-10-13200 -120/240	K17F3BN2A8	DAC1-10-13200 -120/240
15	13200 – 120/240	K18F3BN2A7	DA1-15-13200 -120/240	K18F3BN2A8	DAC1-15-13200 -120/240
25	13200 – 120/240	K1BF3BN2A7	DA1-25-13200 -120/240	K1BF3BN2A8	DAC1-25-13200 -120/240
37,5	13200 – 120/240	K1FF3BN2A7	DA1-37,5-13200 -120/240	K1FF3BN2A8	DAC1-37,5-13200 -120/240
50	13200 – 120/240	K1LF3BN2A7	DA1-50-13200 -120/240	K1LF3BN2A8	DAC1-50-13200 -120/240
Nivel básico de aislamiento al impulso 125 kV					
10	22860YT/13200-120/240	K17ZGBN2A7	DA1-10-22860YT/13200-120/240	K17ZGBN2A8	DAC1-10-22860YT/13200-120/240
15	22860YT/13200-120/240	K18ZGBN2A7	DA1-15-22860YT/13200-120/240	K18ZGBN2A8	DAC1-15-22860YT/13200-120/240
25	22860YT/13200-120/240	K1BZGBN2A7	DA1-25-22860YT/13200-120/240	K1BZGBN2A8	DAC1-25-22860YT/13200-120/240
37,5	22860YT/13200-120/240	K1FZGBN2A7	DA1-37,5-22860YT/13200-120/240	K1FZGBN2A8	DAC1-37,5-22860YT/13200-120/240
50	22860YT/13200-120/240	K1LZGBN2A7	DA1-50-22860YT/13200-120/240	K1LZGBN2A8	DAC1-50-22860YT/13200-120/240

NOTA:

D = Distribución
A = Autoprotegido
C = Tipo costa
1 = Monofásico

continúa . . .

...continuación

Capacidad nominal (kVA)	Tensiones nominales (V)	Clave / descripción corta			
		Clave R3/ MY SAP	**Tipo normal autoprotegido**	**Clave** R3/ MY SAP	**Tipo costa autoprotegido**
Nivel básico de aislamiento al impulso 150 kV					
10	23000 – 120/240	K17KYBN2A7	DA1-10-23000- 120/240		
15	23000 – 120/240	K18KYBN2A7	DA1-15-23000- 120/240		
25	23000 – 120/240	K1BKYBN2A7	DA1-25-23000- 120/240		
37,5	23000 – 120/240	K1FKYBN2A7	DA1-37,5-23000- 120/240		
50	23000 – 120/240	K1LKYBN2A7	DA1-50-23000- 120/240		
Nivel básico de aislamiento al impulso 150 kV					
10	33000YT/19050–120/240	K17ZHBN2A7	DA1-10-33000YT/19050-120/240	K17ZHBN2A8	DAC1-10-33000YT/19050-120/240
15	33000YT/19050–120/240	K18ZHBN2A7	DA1-15-33000YT/19050-120/240	K18ZHBN2A8	DAC1-15-33000YT/19050-120/240
25	33000YT/19050–120/240	K1BZHBN2A7	DA1-25-33000YT/19050-120/240	K1BZHBN2A8	DAC1-25-33000YT/19050-120/240
37,5	33000YT/19050–120/240	K1FZHBN2A7	DA1-37,5-33000YT/19050-120/240	K1FZHBN2A8	DAC1-37,5-33000YT/19050-120/240
50	33000YT/19050–120/240	K1LZHBN2A7	DA1-50-33000YT/19050-120/240	K1LZHBN2A8	DAC1-50-33000YT/19050-120/240
Nivel básico de aislamiento al impulso 200 kV					
10	33000 – 120/240	K17P2BN2A7	DA1-10-33000- 120/240	K17P2BN2A8	DAC1-10-33000- 120/240
15	33000 – 120/240	K18P2BN2A7	DA1-15-33000- 120/240	K18P2BN2A8	DAC1-15-33000- 120/240
25	33000 – 120/240	K1BP2BN2A7	DA1-25-33000- 120/240	K1BP2BN2A8	DAC1-25-33000- 120/240
37,5	33000 – 120/240	K1FP2BN2A7	DA1-37,5-33000- 120/240	K1FP2BN2A8	DAC1-37,5-33000- 120/240
50	33000 – 120/240	K1LP2BN2A7	DA1-50-33000- 120/240	K1LP2BN2A8	DAC1-50-33000- 120/240

NOTA: **Se recomienda utilizar las capacidades de (10), (15), (25), (37,5), y (50) kVA .**
Los apartarrayos para estos transformadores corresponden a (10), (12), (18), (21), (27) y (30) kV (véase tabla 5).

TABLA 4 – Tensión máxima de designación y operación continua del apartarrayos

Nivel de aislamiento del transformador (kV)	Tensión nominal del transformador (kV rmc)	Tensión de designación (kV rcm)	Tensión máxima de Operación continua (kV rcm)
15	13,2YT/7,62-(N)	10	8,4
	13,2YT/7,62-®	12	10,2
	13,2	12	10,2
18	22,86YT/13,2-(N)	18	15,3
	22,86YT/13,2-®	21	17,0
25	23,0	21	17,0
	33,0YT/19,05-(N)	27	22,0
	33,0YT/19,05-®	30	24,4
34,5	33,0	30	24,4

NOTA: **Se recomienda utilizar preferentemente con neutro corrido. En Características Particulares se indicara si se requiere para operación con retorno por tierra.**

N = Neutro corrido
R = Retorno por tierra

TABLA 5 – Tensión máxima de descargas para impulsos

Tensión nominal del apartarrayos (kV)	Tensión máxima de descarga para impulsos de corrientes de 10 kA, 8 x 20 μs (kV cresta)
10	35
12	44
18	61
21	75
27	91
30	99

TABLA 6 – Características del fusible

Nivel de Aislamiento del transformador(kV)	Tensión nominal del transformador (kV rcm)	Tensión de operación (kV)	Capacidad interruptiva asimétrica rcm (A)
15	13,2YT/7,62	8,3	3 000
	13,2	14,4	2 000
18	22,86YT/13,2	14,4	2 000
25	23,0	25	1 200
	33,0YT/19,05	19,9	1 200
34,5	33,0	34,5	1 200

TABLA 7 – Características dieléctricas de los apartarrayos en el secundario

Tensión nominal (V rcm)	Tensión máxima (V rcm)	Máxima tensión de frente de onda, descarga disruptiva (V cresta *)	Máxima tensión de descarga disruptiva a 60 Hz (V rcm)
120/240	175/350	2 300	1 200

*** Con una velocidad de incremento de 10 kV/μs.**

TABLA 8 – Máxima tensión de descarga de los apartarrayos del secundario

Corriente de descarga ** kA	1,5	5,0	10,0	20,0
Tensión máxima de descarga V cresta	950	1 600	2 250	3 250

**** Utilizando una onda de corriente de 8/20 μs.**

TABLA 9 – Valores de resistencia de aislamiento mínimos a 60 s

Nivel de Aislamiento (kV)	Valor de referencia (MΩ)
1,2	1 200
15	15 000
25	25 000
34,5	34 500

NOTA: **Valores de resistencia de aislamiento corregidos a 20 °C.**

TABLA 10 – Valores de factor de potencia máximos

Transformador No Autoprotegido	H – XT	1,3 %
	X – HT	
Transformador Autoprotegido	H – XT	1,5 %
	X – HT	

NOTA: **Valores de factor de potencia corregidos a 20 °C.**

APÉNDICE A
(Normativo)

CARACTERÍSTICAS PARTICULARES

Elemento	Requerimiento
transformador : para zona de clima cálido _____	
Válvula de drenaje y muestreo (*)	
Niple para prueba de hermeticidad (*)	
Apartarrayos por cada boquilla del primario (**)	
Fusible por cada boquilla del primario (**)	
Interruptor térmico o termomagnético, en el secundario (**)	
Lámpara indicadora de sobrecarga (**)	
Neutro por tierra (*)	
Apartarrayos en el secundario (*)	

NOTA:

1. **(*) normalmente no se requiere, a menos que se indique lo contrario.**
2. **(**) normalmente si se requiere, a menos que se indique lo contrario.**

APÉNDICE B
(Normativo)

TRANSFORMADORES AUTOPROTEGIDOS

B.1 TRANSFORMADORES AUTOPROTEGIDOS

Estos transformadores son únicamente monofásicos, del tipo costa o normal y sus características son descritas en la tabla 3.

B.1.2 Equipo de Protección para Transformadores Autoprotegidos

El equipo de protección que como mínimo debe instalarse en cada transformador autoprotegido es el siguiente:

a) Apartarrayos por cada boquilla del primario.

b) Fusible por cada boquilla del primario.

c) Interruptor térmico o termomagnético.

d) Indicador de sobrecarga.

En caso de no requerirse todos los elementos, se debe indicar en las **Características Particulares**.

Los equipos y accesorios anteriormente citados, deben cumplir con lo indicado en la presente norma de referencia y son responsabilidad del fabricante por ser parte integral del transformador.

B.1.2.1 Apartarrayos del primario

Los apartarrayos en todo lo referente a selección, pruebas y operación deben cumplir con las características que se indican en las tablas 4 y 5 (bibliografía [7]). Se deben instalar directamente en el tanque del transformador (sobre una base soporte) y conectarse directamente a la terminal de la boquilla del primario. El puente entre el apartarrayos y la boquilla debe quedar firmemente conectado por medio de un conductor flexible.

Los apartarrayos se deben suministrar sin el soporte para montaje en cruceta. El cable de cobre trenzado flexible para conexión a tierra debe ser con una longitud mínima de 250 mm.

B.1.2.2 Fusible de expulsión

Para la protección del sistema de distribución, contra fallas internas en los transformadores, se utiliza el fusible que se instala dentro del transformador y se conecta en serie, entre la terminal interna de la boquilla y la salida de la bobina del primario.

El fusible debe estar sumergido en aceite y/o en el interior de la boquilla.

Las características del fusible se indican en la tabla 6.

Si el transformador tiene acoplado un interruptor, el fusible debe estar coordinado para que sólo opere como respaldo del interruptor o debido a una falla interna en el transformador.

B.1.2.3 Interruptor térmico o termomagnético

Para protección contra fallas secundarias y sobrecargas, se debe integrar al transformador un interruptor sumergido en aceite, coordinado con el fusible y cumplir con lo indicado a continuación:

a) Para transformadores hasta de 15 kVA debe tener un interruptor, que disponga con disparo térmico contra sobrecargas. Para transformadores menores a 25 kVA su capacidad interruptiva debe ser como mínimo de 4 000 A eficaces simétricos y para 25 kVA debe ser de 6 000 A referidos al secundario.

b) Para transformadores de 25 kVA y mayores, deben tener un interruptor termomagnético, con disparo instantáneo para protección contra corto circuito y disparo térmico contra sobrecargas. Su capacidad interruptiva debe ser como mínimo de 10 000 A eficaces simétricos referidos al secundario.

Las pérdidas originadas en el interruptor son independientes a las pérdidas del transformador y dichas pérdidas en el interruptor no deben ser mayores a los valores indicados en el Apéndice C.

La manija de operación debe estar diseñada y construida para operarse por medio de pértiga tipo escopeta.

El interruptor debe poder ser restablecido mecánicamente cuando haya operado por alguna falla en la red secundaria.

B.1.2.4 Dispositivo indicador de sobrecarga

El dispositivo para señal debe montada en la pared del tanque cerca de la manija de operación del interruptor.

La lámpara indicadora debe tener una vida promedio de 1 000 h y ser de color rojo.

B.1.2.5 Dispositivo para sobrecarga de emergencia

El dispositivo permite al transformador, aceptar temporalmente una sobrecarga del 10 % de su capacidad nominal, en condiciones de plena carga.

B.1.2.6 Apartarrayos del secundario

A opción de CFE, se debe indicar en las **Características Particulares** si se requiere instalar apartarrayos en el secundario, los cuales deben tener las características indicadas en las tablas 7 y 8.

B.2 PRUEBAS ADICIONALES A TRANSFORMADORES AUTPROTEGIDOS

El transformador autoprotegido debe ser sometido a todas las pruebas indicadas en este documento específicamente relacionadas con su carácter de transformador autoprotegido.

1. Objetivos

- Determinar el desempeño y confiabilidad de la coordinación de protecciones entre el interruptor y fusible de expulsión bajo condiciones de sobrecarga, corto circuito interno y externo.

- Comprobar la adecuada selección de los elementos de protección del Transformador Autoprotegido.

2. Alcance

- Se requiere probar un transformador de cada una de las siguientes características para validar la gama de transformadores contemplados en la norma de referencia NRF-025 CFE:

  DA1-50-13200YT/7620-120/240
  DA1-25-13200YT/7620-120/240
  DA1-37,5-33000-120/240
  DA1-10-33000-120/240

  NOTA: Lo anterior no es limitativo para el caso de que el fabricante requiera validar un prototipo y no la gama completa de transformadores comprendida en la norma NRF-025 CFE vigente.

  CFE se reserva el derecho de realizar pruebas a transformadores con características similares o diferentes a los cuatro definidos.

3. Requisitos para llevar a cabo las pruebas

- El interruptor y fusible instalados en el transformador deben ser nuevos.
- El fabricante del transformador debe seleccionar y coordinar la curva de operación del interruptor y del fusible, de tal manera que el primero siempre opere cuando se detecte una condición de cortocircuito externo en el secundario limitado por la impedancia del transformador o una sobrecarga que supere la pérdida de vida útil diaria de 0,0137 % y el segundo opere para todos los casos de falla interna en el equipo separándolo de la red.
- El fabricante debe proporcionar una coordinación de protecciones que muestre:

  a) Curva de corriente inrush.

  b) Curva de respuesta del interruptor seleccionado.

  c) Curva de respuesta del fusible seleccionado.

  d) Curva de daño del transformador.

  e) Valor de corriente de corto circuito nominal limitado por la impedancia del transformador.

4. Detalles de las pruebas y condiciones de aplicación

4.1 Operación manual del interruptor

Deben realizarse 10 operaciones consecutivas de apertura y cierre del interruptor con el transformador desenergizado, con objeto de verificar la correcta operación mecánica del mismo verificando su continuidad eléctrica al final de las operaciones.

4.2 Prueba de verificación de la protección térmica del interruptor en condición de sobrecarga, posición de trabajo normal y posición de trabajo de emergencia.

Esta prueba se realiza a cada prototipo para verificar la operación del dispositivo de interrupción térmica en condiciones de sobrecarga con palanca de emergencia en posición normal que garantice una pérdida de vida máxima diaria de 0,0137 %.

Se deben realizar dos pruebas de sobrecarga bajo las siguientes condiciones:

- con el interruptor en la posición de trabajo normal para condiciones de operación que rebasen el régimen de carga cíclica normal,

- con el interruptor en la posición de trabajo de emergencia para condiciones de operación que rebasen el régimen de carga cíclica de emergencia de larga duración.

En todas las pruebas el circuito del dispositivo indicador de sobrecarga debe operar antes de que el interruptor térmico actúe.

Cada prueba se realiza aplicando un voltaje en el devanado primario, con el secundario en cortocircuito, de tal manera que se aplique una precarga de igual magnitud a las pérdidas de vacío más las perdidas en carga que se producen con el 90 % de In, hasta que el gradiente de temperatura en la parte superior del aceite contra la temperatura promedio del ambiente, no varíe en más de 1 ºC por hora durante 3 h consecutivas, posteriormente se aplicara una sobrecarga (a), durante un tiempo (b), que hagan que opere el interruptor térmico o termomagnético.

Los datos (a) y (b) serán proporcionados por el fabricante así como una memoria técnica de cálculo de pérdida de vida útil indicando una tabla para diferentes temperaturas ambientes con pasos de 5 ºC.

Deberá calcularse la pérdida de vida útil por día del transformador con el interruptor en posición normal.

Se debe registrar el tiempo de la operación del interruptor y de la señalización de sobrecarga, corriente aplicada, temperatura en el nivel superior del aceite y temperatura ambiente.

Criterios de evaluación de prueba de sobrecarga:

1. Tiempos de operación del interruptor: este tiempo no debe exceder ± 50 % del tiempo especificado por el fabricante.

2. Temperatura en la parte superior del aceite: no debe existir una diferencia de ± 15 ºC de la temperatura especificada por el fabricante.

3. La sobrecarga del transformador con el interruptor en posición normal no debe exceder una pérdida de vida mayor a 0,0137 % por día.

4. La validación de la pérdida de vida útil del transformador es de acuerdo al método de cálculo de la norma mexicana NMX-J-409-ANCE.

5. Al momento de la operación del interruptor por sobrecarga en cualquier posición se debe restablecer normalmente sin presentar problemas mecánicos.

4.3 Prueba para verificar la no apertura de la protección primaria con corrientes de magnetización (inrush)

Esta prueba se realiza para verificar la capacidad de los dispositivos de protección contra sobrecorrientes para que no actúen ante corrientes de magnetización (inrush) del transformador.

Para obtener la máxima corriente inrush se debe saturar el núcleo con un flujo remanente de polaridad determinada y posteriormente se energiza el transformador produciendo el mayor flujo de polaridad contraria. Esto se puede lograr aplicando tres energizaciones a tensión nominal con el transformador en vacío, teniendo en cuenta el cruce por cero de la tensión con secuencia positiva.

Se debe realizar más de una energización del transformador, con la finalidad de obtener la máxima corriente de inrush del transformador. La duración de cada una de las tres energizaciones debe ser igual, con el fin de obtener la polaridad del flujo requerida en el núcleo, en cada una de las pruebas. Cada energización debe tener una duración de mínimo 100 ms.

Se deben registrar los oscilogramas de tensión y corriente aplicadas durante la prueba y se debe verificar que las protecciones no operan.

4.4 Prueba de verificación de la protección contra corto circuitos externos para 50 %, 75% y 100% de Icc (corriente máxima de corto circuito limitada por la impedancia del transformador).

Esta prueba se realiza para verificar la capacidad del interruptor para detectar e interrumpir corrientes de corto circuito menores a las de corto circuito nominal (ecuación 1).

$$I_{ccn}(p.u) = \frac{100}{Z_{cc}(\%)} \quad (1)$$

Se deben realizar tres pruebas una al 50 %, 75 % y 100 % de la corriente de corto circuito limitada por la impedancia del transformador, con una desviación máxima de $\pm$ 5 %.

Para esta prueba se debe aplicar la tensión en el devanado de baja tensión y posteriormente se cortocircuita el devanado de media tensión. Se debe usar el tap de mínima impedancia (mínima tensión).

NOTA:

1. **Se pueden aplicar otros porcentajes de corriente, con el fin de dibujar la curva de operación del interruptor.**
2. **Con esta prueba no se evalúa la parte activa del transformador, únicamente la coordinación de protecciones.**
3. **Se deben registrar los oscilogramas de tensión y corriente durante la prueba.**

Debe verificarse:

Que el tiempo de operación del interruptor sea como máximo el 120% del indicado en la curva de coordinación suministrada por el fabricante.

Que el fusible de expulsión del transformador no opere durante la prueba.

4.5 Verificación de la protección contra cortos circuitos internos.

Esta verificación se realiza revisando los reportes de prueba de corriente interruptiva de los elementos fusibles y sus curvas tiempo corriente proporcionados por el fabricante.

Debe verificarse:
Que las curvas provistas por el fabricante del transformador coincidan con las curvas del fabricante del fusible.

4.6 Equipo de protección del transformador autoprotegido

Si el transformador tiene acoplado un interruptor térmico o termomagnético, el fusible debe estar coordinado para que sólo opere como respaldo del interruptor o debido a una falla interna en el transformador.

El fusible debe soportar la corriente de magnetización del transformador, la cual puede calcularse a partir de los criterios mostrados en la tabla B1, además su capacidad debe ser mayor que la capacidad de corto circuito del transformador a 25 veces la corriente nominal durante 2 s. En la tabla B2 se recomienda la forma de calcular la magnitud de la corriente de corto circuito.

TABLA B1 – Corriente de magnetización

Tiempo	Corriente de magnetización
0,01 s	25 x In
0,10 s	12 x In
1,00 s	6 x In
10,00 s	3 x In

In = Corriente nominal del transformador

TABLA B2 – Corriente de corto circuito

Tiempo	Corriente de corto circuito
2,00 s	25 x In
3,00 s	20 x In
4,00 s	16,6 x In
5,00 s	14,3 x In

In = Corriente nominal del transformador

La capacidad del fusible en amperes, depende de la capacidad del transformador de acuerdo a la tabla 6.

Los interruptores empleados en la protección secundaria de los transformadores deben tener pérdidas no mayores a las establecidas en la tabla B3.

TABLA B3 – Pérdidas en el interruptor

Capacidad del Transformador (kVA)	Pérdidas (W)
5	8
10	22
15	24
25	34
37,5	35
50	45

APÉNDICE C
(Normativo)

VALORES QUE DEBE CUMPLIR EL RECUBRIMIENTO EXTERIOR DE LOS TRANSFORMADORES

C.1 PRUEBAS AL RECUBRIMIENTO

TABLA C1- Valores especificados para recubrimientos anticorrosivos en probetas

Ambientes de prueba	Adherencia (véase D.3.1) Método A o B mínimo	Ampolla-miento (véase D.3.2)	Herrumbre (véase D.3.3) Mínimo	Brillo (Véase D.3.4) (%) a 85° mínimo	Fallas del Recubrimiento (véase D.3.6) máxima	
					Procedimi-ento A mm	Procedimi-ento B (%)
Inicial	5	NO	NO	50	0,0	0,0
1 416 h a 85 °C (véase D.3.8)	5	NO	NO	--	--	--
Niebla salina NMX-D-122 de 2 000 h a 2 016 h	4	NO	Grado 9	--	1,0**	0,09
Luz ultravioleta (véase D.3.7) mínimo 2 000 h	4	NO	NO	40	--	--
Índice de abrasión (máximo) = 0,125 g (1 000 ciclos, 1 000 g, piedra CS – 10) (Véase D.3.5)						

* Se permite utilizar luz ultravioleta con arco de xenón
** Promedio de 15 lecturas.

NOTA:
1. En caso de que el recubrimiento del interior del gabinete sea diferente al recubrimiento del exterior del transformador se deben aplicar estas pruebas con excepción de la de luz ultravioleta (Véase C.3.7) y 1 500 horas en la cámara de niebla salina.
2. Para superficies de acero inoxidable sólo aplica adherencia y el brillo antes y después de luz ultravioleta.

C.2 COLOR

Los colores preferentemente del acabado externo, a menos que se especifique diferente, deben cumplir con la escala de valores de color alternativa CIELAB normalizada, con el observador a 2 grados y luz de día y sus valores son:

Para color arena: L* = 72,49 76,49 espectrofotómetro; a* = -0,61; b* = 9,76.

Para color gris: L* = 72,45 71,60; a* = -3,40 -2,19; b* = 2,24 -0,13.

C.3 MÉTODOS DE PRUEBA

C.3.1 Adherencia

a) Material y equipo

Peine de ranuras de 1 mm de separación para espesores hasta 50 µm y de 2 mm de separación para espesores de (50 a 125) µm o navaja, escalpelo u hoja de rasurar bien afilados y que tengan un ángulo de corte entre 15° y 30°.

Cinta adhesiva transparente de 25 mm de ancho.

Regla metálica graduada.

Goma de borrar blanda como el del final de un lápiz.

b) Procedimiento

La medición de adherencia aplica para la aplicación de recubrimientos anticorrosivos en probetas de prueba para evaluación de acuerdo a la tabla C1, así como prueba de aceptación en equipo eléctrico.

Para realizar la prueba de adherencia se requiere que el recubrimiento aplicado haya alcanzado un curado total o después de 7 días de haberse aplicado.

El método utilizado para la prueba de adherencia, esta en función del espesor del sistema de recubrimientos evaluado.

Si el espesor del recubrimiento es menor de 50 µm, se debe realizar un corte cuadriculado con 1 mm de separación y 11 cortes por lado.

Si el espesor del recubrimiento está entre 50 µm y 125 µm, se debe realizar un corte cuadriculado con 2 mm de separación y 6 cortes por lado.

Si el espesor del recubrimiento es mayor a 125 µm, se debe realizar un corte en “X”, de 40 mm cada lado y un ángulo entre cortes de 30° a 45°. Todos los cortes se deben realizar en una sola pasada de la herramienta de corte y debe llegar hasta el metal.

Para todos los casos, cortar un pedazo aproximadamente de 75 mm de longitud de la cinta adhesiva y el centro de la cinta, colocarla en la zona de cortes y en el caso del corte en “X”, debe colocarse en la dirección de los ángulos pequeños. Con ayuda del borrador, frote la cinta hasta que se adhiera bien a la superficie; esto se nota por el cambio de color de la cinta.

En un intervalo de 60 s a 120 s después de haber aplicado la cinta, retírela jalándola rápidamente a un ángulo lo más cercano posible a 180°.

Inspeccione el área de corte evaluando el recubrimiento desprendido y clasifique la prueba de adherencia de acuerdo a la tabla “C2” donde A corresponde al corte “X” y las tablas “C3” y “C3 bis” donde B corresponde al corte cuadriculado.

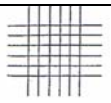
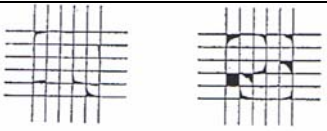
TABLA "C2" .- Clasificación para la prueba de adherencia método "A"

Clasificación	Concepto
5A	Sin desprendimiento
4A	Trazas desprendidas o remoción a lo largo del corte
3A	Desprendimiento a lo largo de las incisiones hasta 1,6 mm en cualquier lado
2A	Desprendimiento a lo largo de las incisiones hasta 3,2 mm en cualquier lado
1A	Eliminación del recubrimiento en la mayoría del área de la "X" bajo la cinta adhesiva
0A	Eliminación del recubrimiento más allá de la "X"

TABLA "C3" .- Clasificación para la prueba de adherencia método "B"

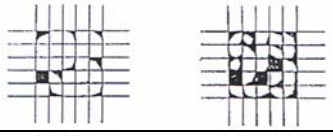
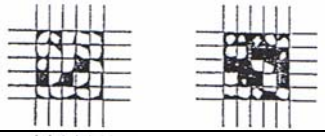
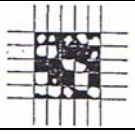
Clasificación	Concepto
5B	Sin desprendimiento
4B	Pequeñas hojuelas con desprendimiento en las intersecciones menores del 5 % del área afectada
3B	Pequeñas hojuelas del recubrimiento se desprenden a lo largo de los cortes y puntos de intersección, el área afectada es del 5 % al 15 %
2B	Pequeñas hojuelas del recubrimiento se desprenden a lo largo de los cortes y puntos de intersección, el área afectada es del 15 % al 35 %
1B	Pequeñas hojuelas del recubrimiento se desprenden a lo largo de los cortes y puntos de intersección, el área afectada es del 35 % al 65 %
0B	El área desprendida es mayor a 65 %

TABLA "C3 bis" .- Clasificación de los resultados de la prueba de adherencia método "B"

Clasificación	% Área removida	Desprendimiento del recubrimiento en la prueba de adherencia de corte cuadriculado (ejemplo para 6 cortes paralelos)
5B	0 %	
4B	5 %<	
3B	5 – 15 %	

Continua…

…continuación

2B	15 – 35 %	
1B	35 – 65 %	
0B	> 65 %	

Se deben reparar las áreas dañadas por las mediciones de adherencia en el equipo inspeccionado.

La cinta adhesiva de la prueba de adherencia se debe conservar en los registros de la institución que elabore la prueba.

C.3.2 Ampollamiento

Limpiar cada espécimen después de completar el período de exposición usando una corriente de agua suave a 45 °C como máximo. Secar cada espécimen con toallas de papel o con aire comprimido.

Determinación de ampollamiento en paneles de prueba.

La determinación de ampollamiento se realiza por inspección visual de los especímenes dentro de la primera media hora de haberlos sacado de las diferentes cámaras de intemperismo.

Sin importar la densidad o tamaño de las ampollas, cualquier aparición de una ampolla o varias ampollas es motivo de incumplimiento de la prueba. Descartar las ampollas localizadas dentro de los 12 mm de los bordes del espécimen.

Si se detectan ampollas, tomar fotografías para el informe de pruebas.

C.3.3 Herrumbre

Determinación del grado de herrumbre en paneles de prueba.

Una vez seleccionada el área a evaluar, determinar:

I. El tipo de herrumbre “S” spot, “G” general ó “P” pinpoint, definidos en la tabla C2 y en la referencia visual, véase figura C1.

II. Estimar el por ciento de herrumbre en la superficie del área por referencia visual tabla: C3 bis.

Para la identificación del grado de herrumbre en la superficie del área, designe un porcentaje (ver tabla C4) asignando el grado que va de 0 a 10 y el tipo “S”, ”P”, ”G”.

TABLA C4 Escala y descripción del grado de herrumbre

Grado de herrumbre	Por ciento de la superficie del área con herrumbre "h"	Referencias visuales		
		Spot (s)	General (g)	Pinpoint (p)
10	h ≤ 0,01 por ciento	nada	nada	nada
9	0,01< h ≤ 0,03 por ciento	9-s	9-g	9-p
8	0,03< h ≤ 0,1 por ciento	8-s	8-g	8-p
7	0,1< h ≤ 0,3 por ciento	7-s	7-g	7-p
6	0,3< h ≤ 1,0 por ciento	6-s	6-g	6-p
5	1,0< h ≤ 3,0 por ciento	5-s	5-g	5-p
4	3,0 < h ≤ 10,0 por ciento	4-s	4-g	4-p
3	10,0< h ≤ 16,0 por ciento	3-s	3-g	3-p
2	16,0 < h ≤ 33,0 por ciento	2-s	2-g	2-p
1	33,0< h ≤ 50,0 por ciento	1-s	1-g	1-p
0	h ≥ 50,0 por ciento	nada	nada	nada

Tipos de herrumbre por su densidad:

a) S: spot.

Herrumbre localizada, es la herrumbre que se presenta en pocas áreas localizadas.

b) G: general.

Herrumbre que se presenta por varios tamaños de spot, distribuidos aleatoriamente en la superficie del espécimen.

c) P: pin point.

Herrumbre que se presenta en forma de puntos o moteado pequeños.

Todos estos tipos de herrumbre tienen niveles del 1 al 9. (vease figura C1).

Los niveles de herrumbre de 0 y 10 no requieren patrones fotográficos.

Al valorar las superficies se debe informar el color del recubrimiento, ya que las fallas son más visibles en un acabado que tenga un color que contraste con el óxido que en uno que tenga un color similar a éste, debe incluir:

I. Identificación de la muestra ó área evaluada

II. Informe del grado de herrumbre del 0 al 10.

III. Informe del tipo de distribución S, G, P ó híbrido H, para este caso indicar el porciento del área en forma individual.

NOTA: Para evitar resultados erróneos, se debe tener mucho cuidado en algunas partes de la superficie que pudieran estar decoloradas de tal forma que parezcan puntos de oxidación y no lo sean. Esta decoloración puede deberse a ciertos tipos de depósitos de suciedad que contengan fierro o alguno de sus compuestos los cuales no deben interpretarse o confundirse como corrosión.

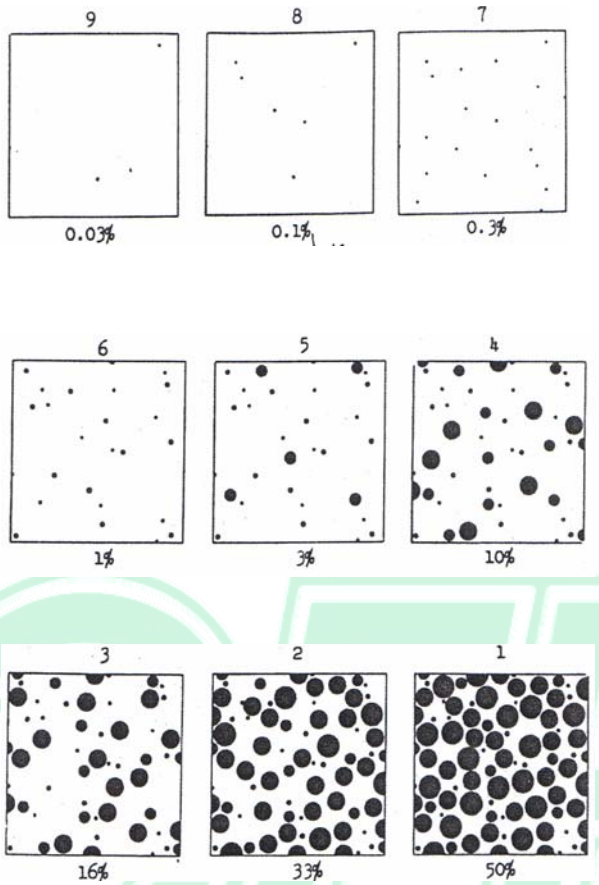


FIGURA C1- grado y % de area con herrumbre

C.3.4 Brillo

Método para la medición de brillo en recubrimientos.

a) Aparato de medición

El aparato debe consistir de una fuente de luz incandescente formando un haz incidente, para localizar la superficie del espécimen bajo prueba y un receptor localizado para recibir la pirámide de rayos reflejados del espécimen. El receptor debe ser un dispositivo fotosensitivo que responda a la radiación visible.

El eje del rayo de luz incidente debe ser uno de los ángulos especificados para la superficie del espécimen en particular. El eje del receptor debe estar en la reflexión del espejo del eje del rayo incidente. El eje del rayo incidente y el eje del receptor deben estar dentro de 0,1° del valor nominal indicado por la geometría.

Las dimensión geométrica para la medición de brillo o sea el ángulo del eje del rayo es de 85°.

El mecanismo receptor-medidor debe dar una indicación numérica que es proporcional al flujo de luz pasando el campo del receptor parado dentro del ± 1 % de la escala de lectura completa.

b) Calibración del instrumento

Operar el medidor de brillo de acuerdo con el manual de instrucciones del fabricante.

Verificar que el instrumento está en cero poniendo una cavidad negra en la posición especificada. Si la lectura no está dentro de ± 0,1 del cero, restar algebraicamente de las lecturas subsecuentes o ajustar el instrumento para que lea cero.

Calibre el instrumento al inicio y al completar cada período de mediciones de operación del medidor de brillo y durante la operación a suficientes frecuencias de intervalos para asegurar que el instrumento responda y la lectura es prácticamente constante. Para calibrar, ajuste el instrumento para leer correctamente el brillo en una probeta estándar altamente pulida, adecuadamente colocada y orientada y entonces lea el brillo de un estándar de trabajo en el rango de brillo medio. Si la lectura del instrumento para el segundo estándar no está de acuerdo en una unidad de su valor asignado, verifique la limpieza y repita. Si la lectura del instrumento para el segundo estándar aún no está dentro de una unidad de su valor asignado, repita con otro estándar de rango medio. Si la disparidad es aún mas que la unidad, no use el instrumento sin reajustarlo, preferentemente por el fabricante.

c) Procedimiento

Coloque cada espécimen por debajo del medidor de brillo. Para especímenes con marcas de brocha o efectos de textura similares, colóquelo de tal manera que la dirección de las marcas sea paralela al plano de los ejes de incidencia del rayo reflejado.

Tome al menos tres lecturas en un área de 75 por 150 mm del espécimen de prueba. Si el rango es mayor que dos unidades de brillo, tome lecturas adicionales y calcule la media antes de desechar resultados divergentes. Para especímenes más grandes, tome de manera proporcional un número mayor de lecturas.

d) Corrección difusa

Aplique la corrección difusa solamente en común acuerdo entre el fabricante y el usuario. Para aplicar la corrección solamente réstela de la lectura del medidor de brillo.

e) Informe

El informe debe contener cuando menos:

Media de las lecturas del brillo y la geometría usada.

Si la uniformidad de la superficie es de interés, la presencia de cualquier espécimen que haga que las lecturas de brillo varíen por mas del 5 % de su media.

Cuando la preparación del espécimen de prueba ha sido necesaria, una descripción o identificación del método de preparación.

Nombre y modelo del fabricante del equipo de medición de brillo.

Estándares de trabajo o estándares de brillo usado.

C.3.5 Índice de Abrasión

Medición de la resistencia a la abrasión de recubrimientos orgánicos por el abrasímetro Taber.

1- Objetivo.

1.1 Este método de prueba cubre la determinación de la resistencia de recubrimientos orgánicos a la abrasión producida por el abrasímetro Taber sobre recubrimientos aplicados en una superficie plana y rígida como en una placa metálica.

1.2 A causa de la pobre reproducibilidad de este método de prueba, debe restringirse a pruebas en un solo laboratorio cuando los valores numéricos de resistencia a la abrasión serán utilizados. Un acuerdo entre laboratorios es proporcionado cuando clasificaciones de recubrimientos son utilizados en lugar de valores numéricos.

1.3 Los valores establecidos en libras-pulgada son registradas como estándar.

1.4 Esta norma es similar en contenido (pero no técnicamente equivalente) a la ISO 7784-2.

La Resistencia a la abrasión puede ser expresada en uno o más de los siguientes términos:

a) Indice de desgaste.- 1 000 veces la pérdida de peso en miligramos por ciclo.

b) Pérdida de masa.- La pérdida de masa en miligramos, determinada en un número especifico de ciclos.

c) Desgaste de ciclos por mil.- el número de ciclos de abrasión requeridos para desgastar una película en el substrato por milésima de pulgada de espesor de película.

Para el caso de esta norma de referencia, la resistencia a la abrasión se expresa en pérdida de masa en miligramos a 1 000 ciclos.

2- Resumen del método de prueba.

El recubrimiento orgánico es aplicado a un espesor uniforme en un panel plano y rígido y después del curado, la superficie se somete a la abrasión por rotación del panel bajo peso en una rueda abrasiva.

3- Significado y uso.

Recubrimientos sobre substratos pueden ser dañados por abrasión durante la fabricación y servicio. Este método de prueba es útil en evaluaciones de resistencia a la abrasión de recubrimientos adheridos.

4- Aparatos.

4.1 Abrasímetro Taber.

4.2 Rueda abrasiva.- Ruedas calibradas flexibles No. CS-10. A causa del endurecimiento lento del material de goma de unión en este tipo de rueda, las ruedas no pueden ser usadas después de la fecha de caducidad, o un año después de que el comprador de las ruedas la adquiere.

NOTA: Las durezas de las ruedas pueden ser verificadas. Una dureza aceptable para ambos tipos de ruedas es 81 ± 5 unidades sobre un durómetro Shore A-2.

4.3 Pulimento medio.- Un disco abrasivo S-11 se usa para pulir las ruedas de abrasión.

4.4 Aspiradora de vacío.- Consiste de una unidad de vacío con un regulador de succión variable, una lanza con su conexión de manguera y su adaptador.

5- Especimenes de prueba.

5.1 Aplicar un recubrimiento uniforme del material para ser probado en un panel rígido y plano. Los especimenes deben ser discos de 100 mm de diámetro o una placa cuadrada de 100 mm de lado con esquinas redondeadas y con un barreno de 6,3 mm de diámetro en el centro de cada panel. Prepare un mínimo de 3 placas.

6- Estandarización.

6.1 Montar las ruedas abrasivas seleccionadas sobre sus respectivos soportes, teniendo cuidado de no tocar las superficies abrasivas. Ajustar la carga sobre las ruedas a 1 000 g.

6.2 Montar el medio de pulimento (disco abrasivo S-11) sobre la mesa giratoria. Bajar el cabezal de abrasión cuidadosamente hasta que las ruedas descansen a escuadra sobre el disco abrasivo. Colocar la nariz de la bomba de vacío en posición y ajustar a una distancia de 4 mm encima del disco abrasivo.

6.3 Ajustar el contador en cero y ajustar el regulador de succión aproximadamente 50 puntos sobre la carátula. El ajuste puede ser incrementado hasta 90 si la remoción del abrasivo se requiere que sea más efectiva.

6.4 Arrancar la bomba de vacío y la mesa giratoria del abrasímetro. Pulimentar las ruedas cada 50 ciclos con el medio de pulimento.

NOTA: Las ruedas pueden ser pulidas en esta forma antes de probar cada espécimen y después, cada 500 ciclos.

7- Acondicionamiento.

7.1 Curar el panel con recubrimiento bajo condiciones de humedad y temperatura acordada entre comprador y vendedor.

7.2 A menos que otra cosa sea acordada entre las partes, los especimenes de prueba se acondicionan por 24 h a 23 °C ± 2 °C y 50 % ± 5 % de humedad relativa. Conducir la prueba en el mismo ambiente, o inmediatamente después de ser removida.

8- Procedimiento.

8.1 Pesar el espécimen de prueba con una exactitud de 0,1 mg y registrar este peso, si el índice de abrasión o la pérdida de peso será reportada.

8.2 Medir el espesor de recubrimiento del espécimen de prueba en varios puntos a lo largo de la pista a ser probada.

8.3 Montar el espécimen de prueba sobre la mesa giratoria, colocar el cabezal abrasivo sobre la muestra y la bomba de vacío como se indica en 6.2. Ajustar el contador y el regulador de succión como se indica en 6.3.

8.4 Arrancar la bomba de vacío y la mesa giratoria del abrasímetro. Someter el espécimen de prueba a la abrasión para el número de ciclos especificados o hasta que el desgaste a través del recubrimiento es observado. Para determinar el punto de desgaste detener el equipo a intervalos para examinar el espécimen de prueba.

8.5 Remover cualquier abrasivo suelto remanente sobre el espécimen de prueba por medio de un brochado ligero. Repesar el espécimen de prueba.

8.6 Repetir del 8.1 al 8.5 sobre al menos otros dos especimenes de prueba del mismo tipo de recubrimiento.

9- Cálculos

9.1 Indice de abrasión.- Calcular el índice de abrasión (I) de un espécimen de prueba así:

$$I = \frac{(A - B)\ 1\ 000}{C}$$

Donde:

A = Peso del espécimen antes de la prueba en (mg).
B = Peso del espécimen después de la prueba en (mg).
C = Número de ciclos a la abrasión.

NOTA: En el cálculo del índice de abrasión puede ser prudente descartar los últimos 200 ciclos sin embargo los resultados pueden ser afectados por abrasión del sustrato expuesto.

9.2 Perdida de peso.- Calcular la perdida de peso L, del espécimen de prueba como sigue:

$$L = A - B$$

Donde:

A = peso del espécimen antes de la prueba, en mg
B = peso del espécimen después de la prueba, en mg

10- Informe.

Reportar la siguiente información en el informe:

- Temperatura y humedad durante el acondicionamiento y el tiempo de prueba.
- Espesor del recubrimiento cuando ciclos de abrasión son especificados.
- Calibración de las ruedas de abrasión usadas.
- Carga aplicada a las ruedas de abrasión.
- Número de ciclos de desgaste registrados para cada espécimen de prueba.
- Indice de abrasión, pérdida de peso o ciclos de abrasión por milésima de pulgada para cada espécimen de prueba.

C.3.6 Fallas del Recubrimiento

MÉTODO DE PRUEBA PARA EVALUACIÓN DE PROBETAS PINTADAS O RECUBIERTAS, SUJETAS A AMBIENTES CORROSIVOS

1 OBJETIVO

Este método de prueba cubre el tratamiento de probetas previamente pintadas o recubiertas para pruebas de exposición atmosférica y vida acelerada y su evaluación posterior con respecto a corrosión, ampollamiento asociado con corrosión, perdida de adherencia en un rayado previo, u otras fallas de la película.

2 SIGNIFICADO Y USO

Este método proporciona un medio de evaluación y comparación básica en el desempeño a la corrosión de los metales en sistemas pretratados o recubrimientos o combinación de ambos después de la exposición en ambientes corrosivos.

3 EQUIPO

- Herramienta de corte con punta de carburo de tungsteno (ANSI B 94.50, Estilo E); cualquier otro tipo de herramienta de rayado, tal como un escalpelo, cuchillo, navaja de rasurar, entre otros.
- Regla de suficiente longitud y rigidez para guía de la herramienta de corte en línea recta.
- Un suministro de aire comprimido capaz de suministrar al menos 4,72 l / s a 552 kPa. Con su boquilla para el aire.
- Equipo de seguridad para proteger al operador y personal cercano al área donde el aire esta siendo usado, la guarda puede ser colocada entre la boquilla del aire y el operador. Un dispositivo tal como una cabina de sand-blasteo se puede utilizar.
- Una herramienta de raspado tal como una espátula rígida, cuchillo, o un instrumento similar, con extremos sin filo o esquinas sin filo.
- Cualquier regla con divisiones de 1 mm.

4 TRATAMIENTO PRELIMINAR DE LAS PROBETAS DE PRUEBA

RAYADO DE LOS ESPECÍMENES

Cuando se especifique prepare cada espécimen de prueba, con un rayado , de tal manera que este, pueda ser expuesta en toda su longitud, cuando sea colocado en la cámara de prueba. Esta posición permite a la solución correr las gotitas a lo largo de la raya.

Rayar los especímenes sosteniendo la herramienta aproximadamente a un ángulo de 45º con respecto a la superficie, asegurarse que solamente la punta de carburo este en contacto con el recubrimiento. Empujar la herramienta de rayado para obtener un corte uniforme en "V" a través del recubrimiento que va a ser probado.

Inspeccionar la herramienta frecuentemente por desafilado, despostillamiento o daño, y reparar o remplazar si es necesario. La raya debe ser lo suficientemente larga para cubrir un área de prueba significativa, pero sin llegar a los extremos del espécimen de prueba. La raya debe penetrar todas las capas del recubrimiento orgánico, sobre el metal, dejando una linea brillante uniforme. La calidad de la raya puede ser observada con una lupa de bajo aumento, anotar cualquier defecto que pudiera influir en los resultados.

Se pueden hacer otras lineas, si se acuerda ente aplicador y el usuario.

Exponer los especímenes rayados de acuerdo con 5 y evaluar de acuerdo con 6.

Especímenes sin rayado.- especímenes recubiertos con pintura, recubrimiento delgado, aceites y cera pueden ser evaluados sin rayado. Exponer cada espécimen de acuerdo con 5 y valorar la corrosión de la superficie en general de acuerdo con la sección 7.

Las aristas de los especímenes pueden ser expuestos durante la prueba, o protegidos con cera, cinta u otro medio.

Deformación.- La deformación de los paneles de prueba, antes de exponerse, deben ser declarados por el fabricante.

5 EXPOSICIÓN DE LOS ESPECÍMENES DE PRUEBA

La exposición de los especímenes de prueba se hará de acuerdo con el método de prueba de niebla salina de la norma NMX-J-561-ANCE. El Tiempo y los intervalos de evaluación deben ser acordados antes de exponer los especímenes.

6 EVALUACIÓN DE ESPECÍMENES RAYADOS (MÉTODO A)

MÉTODO 1. Limpieza con aire a presión:

Limpiar cada espécimen después de completar el periodo de exposición usando una corriente suave de agua a 45 °C como máximo. Tomando la boquilla de aire comprimido aproximadamente a un ángulo de 45°, soplando a lo largo del rayado, raspando mecánicamente la superficie adyacente al rayado con la boquilla de aire, para asegurar una apertura para el aire comprimido. Complete el chorro de aire dentro de 15 min de haber retirado el espécimen de la cámara de exposición. Si el chorro de aire no puede ser completado dentro del tiempo establecido, sumerja el espécimen en agua a temperatura ambiente o guárdelo en una bolsa de plástico para evitar su secado.

MÉTODO 2. Raspado:

Limpiar cada espécimen después de completar el período de exposición usando una corriente suave de agua a 45 °C. Raspe el espécimen vigorosamente con el instrumento descrito en el punto 3, mientras se enjuaga bajo la corriente suave de agua. Tome el raspador con la cara perpendicular a la superficie del espécimen y paralelo al rayado, moviéndola hacia delante y hacia atrás a través de la raya para remover el recubrimiento que ha estado bajo el corte y ha sufrido solamente pérdida de adherencia, no remueva el recubrimiento que aun tiene adherencia. Completar el raspado dentro de 15 min después que el espécimen ha sido removido de la cámara de exposición. Si el rayado no puede ser completado dentro del tiempo establecido, sumerja el espécimen en agua a temperatura ambiente o guárdelo en una bolsa de plástico para evitar su secado.

NOTA: El enjuague, raspado o soplado con aire a presión, puede no ser apropiado en todos los casos, como puede ser en evaluaciones provisionales en pruebas contínuas. Se pueden usar métodos alternativos informado por el fabricante y aceptado por el usuario.

Clasificación. Estima la corrosión o la pérdida de recubrimiento que se extiende desde la marca del rayado como se muestra en la tabla C5. Registre la media, máximo y mínimo desprendimiento a partir de la raya y anote ya sea sí o no, la máxima es un punto aislado. Registre los valores de desprendimiento en mm.

El desprendimiento de la raya se define como de “un lado”, esto es de la línea original del rayado al desprendimiento de un solo lado. También mida de acuerdo con la tabla C5 el predominio de corrosión sobre las áreas removidas desde la raya.

7 EVALUACIÓN DEL ESPÉCIMEN SIN RAYADO (MÉTODO B)

Limpiar cada espécimen después de completar el período de exposición usando una corriente suave de agua a 40 °C. Seque la superficie del espécimen con toallas de papel o aire comprimido. El secado debe ser hecho de tal manera que la corrosión sobre la superficie del espécimen no se altere.

C.3.7 Operación del Equipo de Radiación Ultravioleta

a) Preparación de las muestras.

Posición de las muestras durante la prueba. A menos que se especifique de otro modo, serán colocadas en la sección con sostenedores para soportar los especímenes a prueba y asegurarse de que cada uno reciba una cantidad igual de exposición radiante y de agua para reproducir los efectos del desgaste por la acción atmosférica que ocurren cuando los materiales se exponen a la luz del sol y a la humedad como la lluvia o rocío, bajo condiciones controladas.

b) Mantenimiento.

El interruptor debe estar en posición de reposo.

Diario: Girar el tambor con la mano para abrir la puerta con bisagras, quitar el seguro de alambre en el globo de cristal, sacar un globo de cristal, girar los tornillos de sujeción para retirar los electrodos de carbón y cambiarlos.

Colocar un electrodo de carbón sólido (No. 70) de 30,5 cm (12 pulgadas) en la parte superior y colocar dos electrodos de carbón corazón (No. 20) cortados de 10 cm (4 pulgadas) en la parte inferior. Las lámparas funcionan con la combinación de estos electrodos.

Lavar los globos de cristal con un detergente suave, la mayoría de las manchas o de los depósitos se quitan con una solución diluida de ácido muriático.

Los globos se deben sustituir cuando estén saltados o quebrados y después de 2 000 h.

Control de las graficas: Todos los días cambiar la hoja de la gráfica anotando la fecha.

El interruptor de tiempo esta calibrado para 24 h, y da vuelta automáticamente apagando el Equipo en el extremo de la prueba.

El interruptor de debe cerrar manualmente, para cerrar el interruptor, mueva la palanca "H" según lo indicado por la fecha y la palabra encendido para abrirse, mover la palanca de la apertura a la derecha en el dispositivo que omite de "J". (Ver manual de operación).

Semanalmente: Los depósitos de la ceniza que se forman en el plato y el compartimiento de gas se deben limpiar con cepillo de cerdas duras.

Examinar los sostenedores superiores de los electrodos para saber si hay picaduras o corrosión, en caso de existir se deben sustituir para asegurar un contacto eléctrico entre el electrodo y el sostenedor.

Revisar el cable flexible que conduce al plato para asegurar que las conexiones se encuentren limpias y firmes.

Mensualmente: Examinar todas las conexiones de la lámpara y el circuito para asegurar que se encuentren limpias y firmes.

Cada 2 000 h: Se recomienda que las siguientes piezas sean sustituidas:

16-0196 Sostenedor del ensamblaje.

16-0193 Compartimiento de gas
16-0245 Conexión de elevación
16-0154 Barras superiores

Cada 4 000 h: Se recomienda que las siguientes piezas sean sustituidas:

16-0131 Barra con lámpara
16-0243 Crisol
16-0168 Chavetas

Cada 25 000 h: Se sugiere que la lámpara completa, menos el globo, sea substituida.

c) Funcionamiento.

Las lámparas funcionan con un potencial de 120 V a 145 V entre 15 A y 17 A.

El manómetro indicador de la presión del spray debe estar entre 12 PSI y 18 PSI.

El programa instalado es: Cam No. 7 (STO), con las especificaciones: 102 Min - Light, 18 Min - Light & Water, con aplicación: ASTM y AA TCC, para textiles, pinturas, plásticos, entre otros.

d) Término de la exposición.

Al término de la exposición, las muestras serán tratadas de acuerdo al solicitante.

e) Informe final de la exposición.

El operador de la cámara de intemperismo deberá llenar el reporte de exposición, anotando únicamente sus observaciones, así como los datos de solicitud, material a probar, especificación, tiempo de exposición y los que se indican. El formato lleno deberá entregarse al ingeniero responsable de la prueba, el cual procederá a efectuar la evaluación y el reporte correspondiente.

C.3.8 Operación del Horno de Aire Recirculante

El horno debe ser eléctrico de recirculación de aire. El tamaño del horno debe ser como mínimo de 0,04 m^3 y la temperatura se debe ajustar a 85 °C ± 5 °C medida en el centro del horno. Las compuertas de admisión de aire y escape del aire se deben ajustar de tal manera que se tenga de 100 a 200 cambios de aire por hora. El cálculo de la cantidad de cambios de aire por hora se debe calcular de acuerdo a la siguiente expresión:

$$N = \frac{3590(X - Y)}{V \cdot D \cdot \Delta T}$$

Donde:
N = número de cambio de aire / hora
X = consumo de energía con ventilación W·h
Y = consumo de energía sin ventilación W·h
V = volumen del horno cm3
D = densidad del aire corregida g/cm3
ΔT = diferencia de temperatura ente el horno y el ambiente °C

La densidad corregida se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$D = \frac{D_1}{1 + (0{,}00367 \cdot T_2} \cdot \frac{P}{760}$$

Donde:
D_1 = Densidad del aire en condiciones normales a 0 °C y 760 mm Hg (0,001293 g/cm3).
T_2 = temperatura ambiente de prueba °C.
P = presión barométrica de prueba mm Hg.

Una vez establecidos los parámetros, se deben instalar las placas sobre una rejilla ubicada en la parte media del horno y no debe existir contacto entre las mismas placas. Durante el tiempo de prueba, se debe registrar la temperatura.

Una vez transcurrido el tiempo de prueba, se abre el horno y se deja enfriar con las placas adentro. Cuando el horno esté a la temperatura ambiente, realizar las pruebas descritas en la tabla C1 dentro de la primera hora una vez enfriadas las placas.

C.3.9 Detección de Poros

a) Equipo

Detector de poros de 9 V para espesores menores de 300 µm y 67 V entre (300 y 500 µm).

Detector de poros de chispa con alta tensión para espesores mayores de 500 µm.

TABLA C5.- Tensión de prueba del detector de poros de acuerdo al espesor del recubrimiento

Espesor del recubrimiento en (µm)	Tensión de prueba en (kV)
600	6,1
800	7,0
1 000	8,0
1 500	9,7
2 500	12,5
3 000	13,7
4 000	15,8
5 000	17,7
10 000	25,0
NOTA: En caso de encontrase poros, se rechaza el equipo	

b) Procedimiento

Esta prueba se realiza como prueba de aceptación en equipo eléctrico.

Ajustar la tensión del medidor de poros de acuerdo al espesor seco total del sistema de recubrimientos y realizar mediciones a través de toda las superficies recubiertas del equipo.
Buscar poros preferentemente de aristas, esquinas y lugares poco accesibles con el detector de poros de 9 V para recubrimientos con espesor menor a 300 µm , de 67 V para recubrimientos con espesor hasta 500 µm. Para espesores mayores se debe utilizar un detector de poros de alta tensión de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$TP = 250\sqrt{E}$$

Donde:

TP = Tensión de prueba del detector en V.
E = Espesor promedio del recubrimiento en µm.

Si se detecta algún poro en el producto, el lote evaluado se rechaza.

NOTA: Para sistemas que incluyan recubrimientos orgánicos de zinc de altos sólidos no aplica la prueba de porosidad.

C.3.10 Inspección Visual

a) Procedimiento

La inspección visual durante el proceso de aplicación de recubrimientos anticorrosivos en probetas y tanque de prueba incluye las actividades siguientes:

- Preparación de superficie.

  Los resultados obtenidos durante la preparación de superficie deben cumplir con el procedimiento del fabricante, considerando los puntos siguientes:

  a) Método de limpieza adecuado.

  b) Grado de preparación de superficie (ráfaga, comercial, metal casi blanco, metal blanco).

  c) Medición del perfil de anclaje (comparación visual o con cinta de replica y micrómetro).

  d) Utilización del abrasivo especificado y sin contaminación de aceite y grasa.

  e) Condiciones ambientales adecuadas (humedad relativa, temperatura del sustrato, punto de rocío).

  f) Verificar visualmente sobre la superficie a preparar (aceite y grasa, sales, polvo y suciedad, óxido, escamas de óxido, recubrimientos envejecidos, imperfecciones como salpicaduras de soldaduras, bordes agudos, aletas, astillas de metal, laminaciones, picaduras, porosidades y cavidades).

  Se acepta la superficie y queda lista para recubrirse cuando tenga una apariencia comparable a la tomada como patrón visual, en caso contrario se rechaza.

  En las superficies rechazadas se debe repetir el procedimiento de preparación.

- Aplicación de recubrimientos anticorrosivos (primario, intermedio y acabado).

Antes y durante la aplicación de primario, intermedio y acabado no se cumple con lo establecido en los párrafos siguientes, debe ser rechazado.

a) Verificar que se utilice el equipo de aplicación adecuado.

b) Verificar que se efectúe el acondicionamiento del recubrimiento de acuerdo a la hoja técnica del recubrimiento y al procedimiento de fabricación.

c) Verificar que las condiciones ambientales y de superficie (temperatura de la superficie, temperatura del recubrimiento, y humedad relativa) estén dentro de los límites especificados por el procedimiento de fabricación.

d) Verificar que antes de la aplicación de cada capa de recubrimiento, las superficies estén limpias y libres de sustancias contaminantes sueltas.

e) Verificar que el tiempo transcurrido entre la preparación de las superficies y la aplicación de la primera capa de recubrimiento no sea mayor de 4 h, para superficies preparadas con abrasivos a presión; para los otros tipos de preparaciones, debe ser dentro de la misma jornada de trabajo.

f) Verificar que el aplicador realice mediciones de espesor húmedo, debiendo estas concordar con lo especificado.

g) Determinar el tiempo de secado duro de cada capa y verificar su cumplimiento con lo especificado.

h) Verificar que se respete el tiempo mínimo que debe transcurrir entre la aplicación de cada capa de acuerdo a lo indicado por el proveedor del recubrimiento.

i) Inspeccionar la apariencia de cada capa verificando que sea uniforme y que no presente defectos como ampollamiento, arrugamiento, brillo desigual, caleo, cáscara de naranja, cráteres, cuarteadoras, daño por vegetales, entre otros.

Medir con equipo calibrado el espesor seco de primario, intermedio y acabado.

C.3.11 Medición de Espesores

Medición de espesores húmedos y secos.

a) Equipo.

Medidor de espesor húmedo de 0 µm a 2 000 µm.

Medidor de espesor seco de 0 µm a 1 000 µm mínimo con una exactitud máxima de 10 %.

b) Procedimiento.

La medición de espesores húmedos, sólo aplica para la aplicación de recubrimientos anticorrosivos en probetas y tanque de prueba para evaluación de acuerdo a la tabla C5.

La medición de espesores secos aplica para la aplicación de recubrimientos anticorrosivos en probetas y tanque de prueba, así como prueba de aceptación en equipo eléctrico.

La medición de espesores secos finales se debe realizar con instrumentos de medición calibrados, una vez que el recubrimiento haya alcanzado el secado duro requerido.

Para pruebas de aceptación de prototipos en probetas de pruebas de prueba; realizar 5 mediciones por cara; si el promedio de las lecturas de cada cara se encuentra dentro de los valores especificados, se acepta. Si el promedio de alguna de las caras se encuentra fuera de los valores especificados se rechaza. Las mediciones anteriores se deben realizar al primario, intermedio y acabado, de acuerdo a lo establecido por el procedimiento de aplicación del fabricante.

Para pruebas de aceptación de equipo eléctrico dependiendo del área del mismo, el supervisor del LAPEM determinará el número de lecturas y las zonas de medición considerando todas las zonas recubiertas. Si el promedio de las lecturas se encuentra dentro de los valores especificados, se acepta, en caso contrario, se rechaza. En las

zonas detectadas con espesores fuera de lo especificado se debe aumentar el número de mediciones hasta delimitar el área rechazada, para su corrección en caso de que aplique. Las mediciones anteriores se realizan sobre el espesor seco total del sistema, en caso de que se utilice primario e intermedio, el fabricante debe comprobar mediante registros que los espesores secos del primario e intermedio cumplen con su procedimiento de aplicación.

La medición de espesores húmedos, sólo aplica para la aplicación de recubrimientos anticorrosivos en probetas y tanque de prueba para evaluación de acuerdo a la tabla C5.

APÉNDICE D
(Normativo)
COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LOS ACEROS INOXIDABLES

D.1 COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LOS ACEROS INOXIDABLES PARA TANQUES

D.1.1 Composicion Quimica de los Aceros Inoxidables Austeniticos

Los Aceros Inoxidables Austeniticos tienen una estructura cristalina de cara cubica centrada.

Estos aceros típicamente tienen un contenido de Cromo entre el 16 % y el 26 % y un contenido de Níquel menor al 35 %.

Grado	Carbón (% C)	Nitrógeno (% N)	Cromo (% Cr)	Níquel (% Ni)	Molibdeno (% Mo)	Otros (%)	Dureza (HB)
304	0,04	-	18,1	8,3	-	2,0 max (Mn)	130-180

D.1.2 Composición Química de Acero Inoxidable Ferritico

Los aceros inoxidables Ferriticos tienen una estructura de cuerpo cúbico centrado.

Estos aceros típicamente tienen un contenido de Cromo menor al 30 %.

Grado	Carbón (% C)	Nitrógeno (% N)	Cromo (% Cr)	Níquel (% Ni)	Silicio (% Si)	Otros (%)	Dureza (HB)
409	0,03	-	10,5-12,5	-	1,0	1,0 max (Mn)	130-170

D.2 COMPOSICIÓN QUÍMICA DE ACEROS INOXIDABLES AUSTENÍTICOS PARA TORNILLOS Y BRIDAS

Grupo	Grado	Composición química % (m/m)									Notas
		C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	Cu	
Austenítico	A2	0,10	1	2	0,050	0,03	15 a 20	---	8 a 19	4	1, 2,
	A4	0,08	1	2	0,045	0,03	16 a 18,5	2 a 3	10 a 15	1	2, 3

1. Si el contenido de Cromo es menor a 17 %, el contenido mínimo de Níquel debe ser 12 %.
2. Para aceros con un contenido máximo de Carbón de 0,03 %, el Nitrógeno puede estar presente hasta en un 0,22 %.
3. A discreción del fabricante, el contenido de carbón puede ser mayor donde se requiera para obtener las propiedades mecánicas especificadas a diámetros mayores pero no debe exceder de 0,12 %.

8 BIBLIOGRAFÍA

[1]	**ANSI-C57.12.20-1997**	IEEE Standard for Overhead-Type Distribution Transformers, 500 kVA and Smaller: High Voltage, 34 500 V and Below; Low Voltage, 7970/13 800Y V and Below.
[2]	**CFE D8500-01-1999**	Guía para la Selección y Aplicación de Recubrimientos Anticorrosivos.
[3]	**CFE D8500-02-2000**	Recubrimientos Anticorrosivos.
[4]	**CFE K0000-02-1997**	Inspección por Muestreo de Transformadores de Distribución.
[5]	**CFE K0000-03-1999**	Evaluación y Penalización de Valores de Garantía en Transformadores de Distribución.
[6]	**CFE L0000-15-1992**	Código de Colores.
[7]	**CFE VA400-43-1998**	Apartarrayos Tipo Distribución de Óxidos Metálicos para Sistemas de Corriente Alterna.
[8]	**ASTM-D3359-2002**	Standard Test Methods for Measuring Adhesion by Tape Test.
[9]	**ASTM-D714-2002**	Standard Test Method for Evaluating Degree of Blistering of Paints.
[10]	**ASTM-D610-2001**	Standard Test Method for Evaluating Degree of Rusting on Painted Steel Surfaces.
[11]	**ASTM-D523-1989**	Standard Test Method for Specular Gloss.
[12]	**ASTM-D1654-1992**	Standard Test Method for Evaluation of Painted or Coated Specimens Subjected to Corrosive Environments.
[13]	**ASTM-G23-1996**	Practice for Operating Light-Exposure Apparatus (Carbon-Arc Type) With and Without Water for Exposure of Nonmetallic Materials (Withdrawn 2 000).
[14]	**ASTM-D4060-2001**	Standard Test Method for Abrasion Resistance of Organic Coatings by the Taber Abraser.
[15]	**ASTM D2244-2002**	Standard Practice for Calculation of Color Tolerances and Color Differences from Instrumentally Measured Color Coordinates.
[16]	**ISO 683/13-1986 (Type 11)**	Heat-treatable steels, alloy steels and free-cutting steels – Part 13: Wrought Stainless steels.
[17]	**ISO 8501-1-1988**	Preparation of Steel Substrates Before Application of Paints and Related Products – Visual Assessment of Surface Cleanliness – Part 1: Rust Grades and Preparation Grades of Uncoated steel Substrates and of Steel Substrates After Overall Removal of Previous Coatings.

9 CONCORDANCIA CON NORMAS INTERNACIONALES

Esta norma de referencia no coincide con alguna norma internacional.

APÉNDICE E
(Informativo)
INFORMACIÓN TÉCNICA

E.1 PLANOS Y DATOS DE PROTOTIPOS

Para la aceptación del prototipo, el fabricante debe entregar a la CFE (Gerencia de Distribución), para su revisión y en su caso aprobación, 3 (tres) copias preferentemente tamaño doble carta de los planos siguientes:

a) De dimensiones generales

b) Del armado y arreglo interior.

c) Núcleo.

d) Bobinas

e) De la placa o placas de datos.

f) Boquillas (del primario y secundario).

g) Del cambiador de derivaciones.

h) Interruptor térmico o termomagnético.

i) Apartarrayo(s) del primario (o del secundario, si se incluye).

j) Fusible.

k) Coordinación de protecciones (para transformadores tipo autoprotegidos).

l) Embalaje.

Los planos se pueden presentar por familias como se indican en las tablas 1, 2 y 3 de esta norma de referencia y los elementos comunes a varias familias, se pueden presentar en lo individual, en este segundo caso basta con hacer la referencia en el plano general.

El hecho de aprobar los planos, no exime al fabricante de la responsabilidad y obligación de corregir cualquier defecto o deficiencia que signifique peligro o mal funcionamiento y que no hubiera sido notado en la revisión de planos.

Los dibujos se deben presentar dimensionando las partes principales del producto en sus vistas de “planta” frontal (elevación) y “laterales”, con acotaciones en milímetros y no necesariamente a escala.

Se debe presentar una lista de partes que deben hacer referencia al número de concepto para identificación en el dibujo, señalando la cantidad de piezas, descripción del concepto. Cuando el concepto sea un elemento de operación eléctrica, indicar por separado en el mismo plano y en forma de tabla, las características eléctricas principales y dibujar el detalle correspondiente.

Toda la información debe de estar en idioma español.

Los planos deben tener en el cuadro de referencias como mínimo, el nombre del producto con las características nominales principales, marca, modelo, tipo, número de catálogo del fabricante, número de norma de CFE, así como las firmas de los funcionarios responsables. Preferentemente arriba de este cuadro, debe dejarse un espacio en blanco de 100 x 100 mm para sellos y firmas de aprobación.

E.2 MANUALES TÉCNICOS

El fabricante debe entregar 15 (quince) manuales técnicos en cada división donde suministre equipo.

Se debe incluir en los manuales de operación, las sobrecargas permitidas de sus equipos y así como el par de apriete para los conectadores de sujeción de conductores.

Se debe cumplir con la norma de referencia NRF-002-CFE, en lo que aplique a los transformadores de distribución tipo poste.

Comisión Federal de Electricidad

AVISO

MODIFICACION DEL PREFACIO Y EL PUNTO B.1.2.3 DE LA NORMA DE REFERENCIA NRF-025-CFE-2009 "TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION TIPO POSTE", PUBLICADA EN EL DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACION EL 3 DE DICIEMBRE DE 2009.

El Comité de Normalización de la Comisión Federal de Electricidad, por conducto de la Dirección General de Normas, con fundamento en lo dispuesto por los artículos 34 fracciones II, XIII y XXXI de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 38 fracción II, 39 fracción V, 51 segundo párrafo de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 19 fracciones I, XIV y XV del Reglamento Interior de la Secretaría de Economía, y

CONSIDERANDO

Que el día 3 de diciembre de 2009, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Norma de Referencia NRF-025-CFE-2009 "Transformadores de Distribución Tipo Poste".

Que la declaratoria de vigencia de dicha Norma de Referencia indica que ésta entrará en vigor al día siguiente de aquél en que sea publicado en el Diario Oficial de la Federación el aviso por el cual la Secretaría de Economía, por conducto de la Dirección General de Normas, dé a conocer la acreditación del organismo de evaluación de la conformidad del producto objeto de esta Norma.

Que entrada en vigor dicha NRF, el Comité de Normalización de la Comisión Federal de Electricidad (CONORCFE), detectó la necesidad de modificar el término para su entrada en vigor y una de las especificaciones en ella contenida, a efecto de hacerla menos restrictiva;

Que el segundo párrafo del artículo 51 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización permite la modificación de las normas oficiales mexicanas de referencia sin seguir el procedimiento para su elaboración, siempre que no se creen nuevos requisitos o procedimientos o bien se incorporen especificaciones más estrictas.

De acuerdo a todo lo anterior he tenido a bien expedir la siguiente:

MODIFICACION DEL PREFACIO Y DEL APENDICE B, INCISO B1.2.3 DE LA NORMA DE REFERENCIA NRF-025-CFE-2009 "TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION TIPO POSTE", PUBLICADA EN EL DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACION EL 3 DE DICIEMBRE DE 2009.

PRIMERO.- Se modifican los últimos párrafos del prefacio de la Norma de Referencia NRF-025-CFE-2009, para quedar como sigue:

La entrada en vigor de esta Norma de Referencia será de 120 días después de la publicación de esta modificación en el Diario Oficial de la Federación.

NOTA: Esta Norma de Referencia es vigente a partir de septiembre del 2010.

SEGUNDO.- Se modifica el Apéndice B, inciso B1.2.3 de la Norma de Referencia NRF-025-CFE-2009 "TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION TIPO POSTE", para quedar como sigue:

B.1.2.3 Interruptor térmico o termomagnético

Para protección contra fallas secundarias y sobrecargas, se debe integrar al transformador un interruptor sumergido en aceite, coordinado con el fusible y cumplir con lo indicado a continuación:

a) Para transformadores hasta de 25 kVA debe tener un interruptor, que disponga con disparo térmico contra sobrecargas. Para transformadores menores a 25 kVA su capacidad interruptiva debe ser como mínimo de 4 000 A eficaces simétricos y para 25 kVA debe ser de mínimo 6 000 A referidos al secundario.

b) Para transformadores de 37,5 kVA y mayores, deben tener un interruptor termomagnético, con disparo instantáneo para protección contra corto circuito y disparo térmico contra sobrecargas. Su capacidad interruptiva debe ser como mínimo de 10 000 A eficaces simétricos referidos al secundario.

TRANSITORIO

UNICO.- La presente Modificación entrará en vigor el mismo día de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Irapuato, Gto., a 22 de marzo de 2008.
Presidenta del CONORCFE
M.C. Cynthia Alejandra Pérez Malpica
Rúbrica.

(R.- 305396)

FE de erratas al Aviso publicado el 23 de abril de 2010, relativo a la Modificación del prefacio y el punto B.1.2.3 de la Norma de Referencia NRF-025-CFE-2009 "Transformadores de distribución tipo poste", publicada el 3 de diciembre de 2009.

En la Primera Sección, página 109, en el primer párrafo del Considerando, dice:

Que el día 3 de diciembre de 2009, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Norma de Referencia NRF-025-CFE-2009 "Transformadores de Distribución Tipo Poste".

Debe decir:

Que el día 3 de diciembre de 2009, se publicó en el Diario Oficial de la Federación **el Aviso de Declaratoria de Vigencia de** la norma de referencia NRF-025-CFE-2009 "Transformadores de Distribución Tipo Poste"; **indicando que entrará en vigor el 2 de febrero de 2010**.

El segundo párrafo del Considerando, dice:

Que la declaratoria de vigencia de dicha Norma de Referencia indica que ésta entrará en vigor al día siguiente de aquél en que sea publicado en el Diario Oficial de la Federación el aviso por el cual la Secretaría de Economía, por conducto de la Dirección General de Normas, dé a conocer la acreditación del organismo de evaluación de la conformidad del producto objeto de esta Norma.

Debe decir:

Se elimina

En el cuarto párrafo del Considerando, segundo y tercer renglones, dice:

... la modificación de las normas oficiales mexicanas de referencia sin seguir el procedimiento para su elaboración, siempre ...

Debe decir:

... la modificación de las normas, sin seguir el procedimiento siempre...

En el renglón treinta y dos, dice:

NOTA: Esta Norma de Referencia es vigente a partir de septiembre del 2010.

Debe decir:

NOTA: Esta norma de referencia es vigente a partir del **23 de agosto** de 2010.

En el renglón cuarenta y cuatro, dice:

TRANSITORIO

Debe decir:

TRANSITORIOS

En la fecha de expedición, dice:

Irapuato, Gto., a 22 de marzo de 2008.

Debe decir:

Irapuato, Gto. A 14 de abril de 2010

Comisión Federal de Electricidad

AVISO

ACLARACION, de la Norma de Referencia NRF-025-CFE-2009 "Transformadores de Distribución Tipo Poste". Publicada el 3 de diciembre de 2009 en el Diario Oficial de la Federación.

El Comité de Normalización de la Comisión Federal de Electricidad (CONORCFE) por conducto de la Dirección General de Normas, con fundamento en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización en el artículo 46 fracción V último párrafo de su Reglamento; aclara lo siguiente:

PRIMERO.- Debido a la entrada en vigor de la Norma de Referencia NRF-071-CFE-2010 "Sistemas de Protección Anticorrosiva para Equipo Eléctrico Instalado a la Intemperie" el 18 de marzo de 2011 y como en el Apéndice C de la NRF-025-CFE-2009, titulado: VALORES QUE DEBE CUMPLIR EL RECUBRIMIENTO EXTERIOR DE LOS TRANSFORMADORES, se describen metodologías similares a las incluidas a la NRF-071 se cancela lo descrito en el Apéndice C y debe referirse todo lo relacionado al recubrimiento de transformadores a la Norma de Referencia NRF-071-CFE-2010.

SEGUNDO.- Se debe considerar la siguiente aclaración:

DICE:		**DEBE DECIR:**	
REFERENCIA	**TEXTO**	**REFERENCIA**	**TEXTO**
CONTENIDO	APENDICE A (Normativo) EQUIPO DE PROTECCION DEL TRANSFORMADOR AUTOPROTEGIDO	CONTENIDO	CARACTERISTICAS PARTICULARES
4.1.1.1 Requerimientos del tanque	Para los transformadores tipo normal debe ser de acero al carbón y para el tipo costa deben ser de acero inoxidable grado 304 o 409 de acuerdo a lo indicado en el Apéndice E	4.1.1.1 Requerimientos del tanque	Para los transformadores tipo normal debe ser de acero al carbón y para el tipo costa deben ser de acero inoxidable grado 304 o 409 de acuerdo a lo indicado en el Apéndice D.
4.1.1.1.1 Tornillos para bridas	Deben ser de acero inoxidable grado A2 o A4 y cumplir con lo descrito en el Apéndice E	4.1.1.1.1 Tornillos para bridas	Deben ser de acero inoxidable grado A2 o A4 y cumplir con lo descrito en el Apéndice D
4.1.1.2.1 Exterior	El tanque del transformador debe tener un recubrimiento que lo proteja al menos 5 años sin mantenimiento contra la corrosión el cual a su vez, debe cumplir con los valores indicados en la tabla D.1 del Apéndice D. El color debe ser arena o gris que cumpla con los valores indicados en el Apéndice D, de esta norma de referencia	4.1.1.2.1 Exterior	El tanque del transformador debe tener un recubrimiento que lo proteja al menos 5 años sin mantenimiento contra la corrosión el cual a su vez, debe cumplir con los valores indicados en la norma de referencia NRF-071-CFE-2010 (véase Apéndice C). El color debe ser arena o gris que cumpla con los valores indicados en la norma de referencia NRF-071-CFE-2010 (véase Apéndice C)
APENDICE C	VALORES QUE DEBE CUMPLIR EL RECUBRIMIENTO EXTERIOR DE LOS TRANSFORMADORES: C1 PRUEBAS AL RECUBRIMIENTO C2 COLOR C3 METODOS DE PRUEBA	APENDICE C	VALORES QUE DEBE CUMPLIR EL RECUBRIMIENTO EXTERIOR DE LOS TRANSFORMADORES. Para los valores y metodologías que se deben cumplir, se debe considerar lo descrito en la norma de referencia NRF-071-CFE-2010.- SE CANCELA EL CONTENIDO DE LOS PARRAFOS C1 a C3

TRANSITORIO

UNICO.- La presente aclaración surte sus efectos a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Irapuato, Gto., a 5 de mayo de 2011.
Presidente del Comité de Normalización de la CFE
M.C. Cynthia Alejandra Pérez Malpica
Rúbrica.

(R.- 325475)